

MÖJLIGHETER OCH BEGRÄNSNINGAR FÖR EGENANVÄND SOLEL I ETT FLERBOSTADHUSOMRÅDE

RAPPORT 2017:386



Möjligheter och begränsningar för egenanvänd solel i ett flerbostadhusområde

JAN-OLOF DALENBÄCK OCH MARIA HAEGERMARK

ISBN 978-91-7673-386-8 | © ENERGIFORSK augusti 2017

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet "Möjligheter och begränsningar för egenanvänd solex i Västra Gårdsten" har bedrivits inom programmet SOLEL vilket genomförs som ett samarbete mellan Energimyndigheten och näringslivet.

Projektet startades i syfte att ta fram beslutsunderlag inför framtida anslutningar av solcellsanläggningar. Ett viktigt mål från finansiärernas sida var att ta ett helhetsgrepp kring både tekniska aspekter och regelverksfrågor för att studera möjligheter att integrera solex i befintlig bebyggelse och visa på vilken typ av installation som kommer att bli mest kostnadseffektiv beroende på hur regelverket utformas och utifrån befintligt elnät samt befintliga abonnemang.

Utförare har varit Chalmersforskarna Jan-Olof Dalenbäck och Maria Haegermark i samarbete med Göteborg Energi och Gårdstensbostäder. Göteborg Energi Nät ABs Dennis Ossman har tagit fram kostnader för nyanslutningar av elabonnemang. Nätbolaget har även bidragit till diskussionen om för- och nackdelar med olika alternativ för utformning av abonnemang, Emil Andersson. Gårdstensbostäder har framför allt stått till förfogande med mätdata såväl på elanvändning som för flera solcellsanläggningar i området.

Stort tack till Brf Tynnered för att projektet har fått använda mätdata på elanvändningen i deras byggnader.

Sammanfattning

I det här projektet studeras dels hur soltäckningsgrad (andel av elbehovet som täcks med solel) och egenanvändning av solel i flerbostadshusområden påverkas av gällande lagar, dels hur de kan ökas med hjälp av batterier. För- och nackdelar med olika sätt att ansluta solcellsanläggningar i två bostadsområden i Göteborg, Västra Gårdsten och Brf Tynnered, utreds med syfte att få bättre beslutsunderlag inför anslutning av solcellsanläggningar i framtiden. Byggnaderna i Västra Gårdsten har platta tak och den totala elanvändningen (fastighetsel + lägenhetsel) uppgår till 55 kWh/m² BOA, medan byggnaderna i Brf Tynnered har låglutande tak i olika riktningar och en total elanvändning på 45 kWh/m² BOA.

Resultaten från studien visar att det med antagna förutsättningar är mest ekonomiskt med drygt 0,2 kW solceller per MWh årlig elanvändning. Då blir soltäckningsgraden 15-20 %, och egenanvändningen drygt 90 %, i båda områdena. Sedan visar studien att nuvärdet av abonnemangskostnaderna med större abonnemang, till exempel ett per gård, är lägre än nuvärdet för ett abonnemang per byggnad. De ekonomiska fördelarna med större solcellsanläggningar, till exempel en per gård för att utnyttja taken bättre, är dock mindre än förväntat. Det mest ekonomiska alternativet är att ha ett abonnemang per byggnad eller per gård och flytta solelen på elräkningen. Det skulle därmed vara intressant att få flytta el mellan två flerbostadshus och inte bara mellan ett flerbostadshus och en annan byggnad.

Användning av batterier ger som förväntat en möjlighet att öka soltäckningsgrad och egenanvändning, och då mest för stora (överdimensionerade och olönsamma) anläggningar. Med antagna förutsättningar är det dock mer lönsamt att öka soltäckningsgraden med en större solcellsanläggning än med batterier.

Summary

In this project, it was studied how the degree of self-sufficiency (share of the electricity demand covered by solar electricity) and self-consumption of solar electricity in areas with multi-family buildings is affected by current laws and how they can be increased with a battery storage. Advantages and disadvantages with different ways to connect solar PV to the electrical system in two residential areas in Göteborg, Västra Gårdsten and Brf Tynnered, was investigated with the purpose to contribute to the decision basis for future installations. The buildings in Västra Gårdsten have flat roofs and the total electricity use amount to about 55 kWh/m² (living area), while the buildings in Brf Tynnered have low-sloped roofs with different directions and a total electric use of about 45 kWh/m².

The results show that with the conditions assumed in this report, it is most profitable to install just over 0.2 kW of solar PV per MWh of yearly electricity use. In both areas, this results in a self-sufficiency of 15-20 % and a self-consumption of over 90%. Moreover, the study shows that the net present value of cost related to the network contract will be lower if you have fewer connection points within the area. That is, one connection point, and thereby one contract, for more than one building. Today however, in general you need to have one connection point per building.

The economic advantages of having larger, but fewer, solar PV systems, for example one for four buildings in order facilitate a better use of the roofs, were on the other hand shown to be smaller than expected. The most profitable alternative was to have one grid connection point per building or for a few buildings, and to be able to move solar electricity on the bill from the electricity supplier. Thereby, it would be of interest to be allowed to move electricity, not only between a residential and other building, but also between residential buildings.

Including a battery storage gives, as expected, a possibility to increase the self-sufficiency and self-consumption, especially in relatively large (meaning over-dimensioned and unprofitable) systems. Based on the conditions assumed in this report it is however more profitable to increase the degree of self-sufficiency by increasing the PV system size, than adding a battery storage.

Innehåll

1	Bakgrund och syfte	8
1.1	Upplägg av projekt och rapport	9
1.2	Avgränsningar	9
1.3	Definitioner av begrepp	10
2	De bostadsområden som studeras	11
2.1	Elabonnemang	11
2.2	Tak	15
3	Utformning av elabonnemang	17
3.1	De alternativ som studeras	18
3.2	Kostnader för abonnemang	19
4	Möjligheter till ökad egenanvändning utan batterier	21
4.1	Simulering av solcellssystem	21
4.2	Lönsamhetsberäkningar	22
4.3	Egenanvändning utifrån tillgängliga tak	23
4.3.1	Förutsättningar	23
4.3.2	Resultat	23
4.3.3	Känslighetsanalys: panelernas orientering	24
4.4	Egenanvändning utifrån högst lönsamhet	28
4.4.1	Förutsättningar	28
4.4.2	Resultat	29
4.4.3	Känslighetsanalys: ekonomiska parametrar	31
5	Möjligheter till ökad egenanvändning med batterier	34
5.1	Simulering av batterilager	34
5.2	Egenanvändning med batterier	34
5.3	Lönsamhet med batterier	38
5.3.1	Förutsättningar för lönsamhetsberäkningar	38
5.3.2	Resultat av lönsamhetsberäkningar	39
5.3.3	Värdet av ökad egenanvändning med batterier	40
6	Diskussion	43
6.1	ABONNEMANG	43
6.1.1	Om fastighetsabonnemang och lägenhetsabonnemang	43
6.1.2	Om ett abonnemang per byggnad	43
6.1.3	Om att ändra abonnemang i befintliga bostadsområden	44
6.1.4	Om abonnemang vid uppförande av ett nytt bostadsområde	44
6.1.5	Om att kunna flytta el mellan byggnader	44
6.2	TAK	45
6.3	BATTERIER	45
7	Referenser	46

Bilaga A:	De elabonnemang som studeras	47
Bilaga B:	Kostnader vid nyanslutning och ändring av elabonnemang	48
Bilaga C:	Indata för lönsamhetsberäkningar	49
Bilaga D:	Resultat från lönsamhetsberäkningar med batterier i Gårdsten	50
Bilaga E:	Göteborgs Energi Elnät om abonnemang	52

1 Bakgrund och syfte

Solel som genereras i anläggningar placerade på byggnader används antingen lokalt, innanför elmätaren, eller matas in på elnätet. Det första kallar vi egenanvänd solel, något som främjas alltmer genom policies och stödsystem världen över (IEA, 2016). I flera länder med etablerade marknader har man nu gått ifrån nettodebitering och höga inmatningstariffer, till en situation där värdet av att ersätta köpt el är större än att mata in solelen på nätet.

I Sverige uppmuntras egenanvändning på flera sätt. Först och främst innebär egenanvänd solel en minskning av köpt el och nätavgifter per kilowattimme. Regeringen premierar dessutom egenanvändning genom ett undantag från energiskatt för anläggningar upp till som mest 255 kW_t per juridisk person. För ägare till flera mindre anläggningar som tillsammans passerar gränsen om 255 kW_t sänks energiskatten för egenanvänd solel kraftigt, till 0.5 kr/kWh, från juli 2017. Ytterligare stödsystem som avser att öka egenanvändningen är bidrag för batterilager. I underlaget för det statliga investeringsstödet för solcellssystem kan även kostnader för energilager räknas med och sedan november 2016 finns dessutom ett särskilt bidrag för energilager att söka för privatpersoner. Slutligen kan egenanvänd solel vara till hjälp för att en byggnad ska uppfylla kraven på energiprestanda. Enligt Boverkets författning BEN får byggnadens specifika energianvändning reduceras med energi från solceller i den omfattning som byggnaden kan tillgodogöra sig energin för uppvärmning, komfortkyla, tappvarmvatten och fastighetsenergi (Boverket, 2016).

När vi talar om egenanvändning idag så går gränsen vanligen vid respektive huskropp, eftersom det är så som lagar och regler är utformade. Med vissa undantag (SFS 2007:215) kan solelen därmed endast minska mängden köpt el i den byggnad som den genereras. All el som lämnar byggnaden är överskott, även om elen i praktiken används av samma företag eller förening i en byggnad intill. Under vissa förutsättningar skulle detta kunna innebära en begränsning vid uppförande av solcellssystem.

I det här projektet studeras potentialen för egenanvändning av solel i flerbostadshusområden, och hur denna begränsas av gällande lagar. Genom detaljerade studier av två bostadsområden i Göteborg, Västra Gårdsten och Brf Tynnered, ska arbetet visa på möjligheter och eventuella vinster med att göra egenanvändning av solel mer flexibelt och inkluderande. För- och nackdelar med olika sätt att ansluta solcellsanläggningar i dessa områden utreds med syfte att få bättre beslutsunderlag inför anslutning av solcellsanläggningar i framtiden. Finns det realistiska möjligheter att anpassa sig efter, eller behöver man verka för att ändra, nuvarande praxis och regler avseende elnätsanslutningar och elabonnemang?

1.1 UPPLÄGG AV PROJEKT OCH RAPPORT

Projektet är samarbete mellan Chalmers, Gårdstensbostäder och Göteborg Energi och är indelat i tre arbetspaket, vilka presenteras nedan.

AP1 Elnät och abonnemang

Olika alternativ till det nuvarande elnätet och de nuvarande abonnemangen i Västra Gårdsten och Brf Tynnered utreds med hjälp av ritningar och gällande föreskrifter. Kostnadsberäkningar för de olika alternativen utförs utifrån schabloner och för- och nackdelar med avseende på nätkoncession diskuteras. Förutsättningar och resultat för den här delen presenteras i kapitel 3.

AP2 Elbehov och egenanvändning

Här undersöks hur mycket man kan öka egenanvändningen av solel inom respektive bostadsområde genom att antingen slå ihop elabonnemang eller använda batterier. Förutsättningar och resultat för beräkningar utan batterier redovisas i kapitel 5 och med batterier i kapitel 6.

AP3 Värdet av egenanvändning

Lämpliga solcellsanläggningar dimensioneras utifrån solelutbyte matchat mot elanvändning. Ekonomiskt utfall beräknas i de olika fallen med olika ekonomiska förutsättningar som elcertifikat, elpris och energiskatt. Förutsättningar och resultat för beräkningar utan batterier redovisas i kapitel 5 och med batterier i kapitel 6.

1.2 AVGRÄNSNINGAR

I det här projektet studeras hur soltäckningsgrad (andel av elbehovet som täcks med solel) och egenanvändning av solel i flerbostadshusområden påverkas av gällande lagar, befintliga tak, solcellspanelernas orientering samt batterilager. Ökad egenanvändningen genom laststyrning behandlas ej.

Möjligheten till en hög egenanvändning i ett flerbostadshusområde är som störst då solelen kan användas för att täcka både fastighets- och lägenhetsel. Av den anledningen har vi valt att studera bostadsområden med totalmätning av el, trots att detta inte är så vanligt förekommande idag.

Batterier används enbart för att lagra solel. Möjligheter att dra nytta av batterierna på andra sätt, exempelvis för kapa effektoppar, har ej studerats.

1.3 DEFINITIONER AV BEGREPP

<i>Egenanvändning (MWh)</i>	Mängden solel som används lokalt.
<i>Andel egenanvändning (%)</i>	Andel av solelproduktionen (växelström) som används lokalt.
<i>Andel överskott (%)</i>	Andel av solelproduktionen (växelström) som matas in på elnätet. I anläggningar med batterier ingår även batteriförluster. Andel egenanvändning + andel överskott = 100 % av solelproduktionen.
<i>Soltäckningsgrad (%)</i>	Andel av elbehovet som täcks av solel. Även kallad självförsörjningsgrad (degree of self-sufficiency).
<i>Relativ anläggningsstorlek ($kW_t/MWh_{elbehov}$)</i>	Solcellsanläggningens storlek i kilowatt i förhållande till årligt elbehov i megawattimmar.

2 De bostadsområden som studeras

Studien är baserad på två flerbostadshusområden i Göteborg. Det ena utgörs av hyreshus som tillhör det kommunala bostadsbolaget Gårdstensbostäder och det andra är en bostadsrättsförening i Tynnered.

Endast en mindre del av Gårdstensbostäders bestånd ingår i studien, närmare bestämt den södra delen av Västra Gårdsten (Figur 1). Området omfattar 16 byggnader, varav 11 stycken 3-våningshus och 5 stycken 6-våningshus. Det finns en tvättstuga i varje gård. Lägenheterna har i medel en yta på 76 m². I resten av rapporten benämns området som Gårdsten.



Figur 1 Västra Gårdsten. Bildkälla: <http://framtiden.se> (beskärmd bild)



Figur 2 Brf Tynnered. Bildkälla: <http://www.brftynnered.se> (beskärmd bild)

Brf Tynnered omfattar 3 fastigheter med totalt 11 stycken bostadshus. Byggnaderna har 4 våningar och rymmer totalt 362 lägenheter och 6 lokaler. Tvättstugor finns i 6 av husen. Medelytan för lägenheterna i föreningen är 75 m². I resten av rapporten benämns området som Tynnered.

2.1 ELABONNEMANG

I Brf Tynnered finns det ett elabonnemang per byggnad (Figur 3) och i Gårdsten ett abonnemang per gård, alltså ett gemensamt abonnemang för 3 eller 4 byggnader

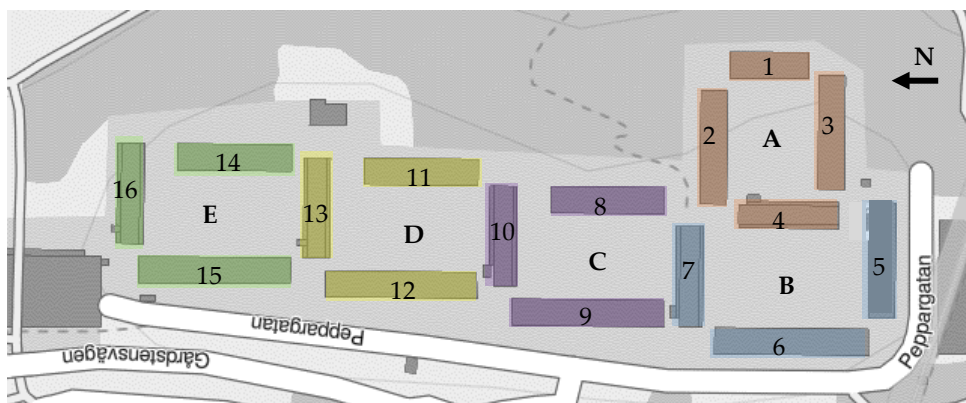
(Figur 4). Merparten av abonnemangen i Tynnered är så kallade mikroabonnemang med en säkring på som högst 63A. Samtliga abonnemang i Gårdsten har en säkring på 160A. Både Gårdsten och Tynnered har elabonnemang med totalmätning av el och egna undermätare för lägenhetsdelen, något som ger goda förutsättningar för egenanvänd sol.

I den här rapporten utvärderas olika utformningar av elabonnemang. För Tynnered studeras, förutom de befintliga abonnemangen, ett alternativ med gårdsabonnemang samt ett alternativ med en sammanslagning av hela området. Byggnaderna i Tynnered har delats in i gårdar enligt Figur 3. Även för Gårdsten har en sammanslagning av hela området studerats utöver den befintliga utformningen med gårdsabonnemang.



Figur 3 De byggnader som ingår i Brf Tynnered. Befintlig utformning av elabonnemang är ett per byggnad (1-11). Vår egen indelning av gårdar visas med en färg per gård (A-C).

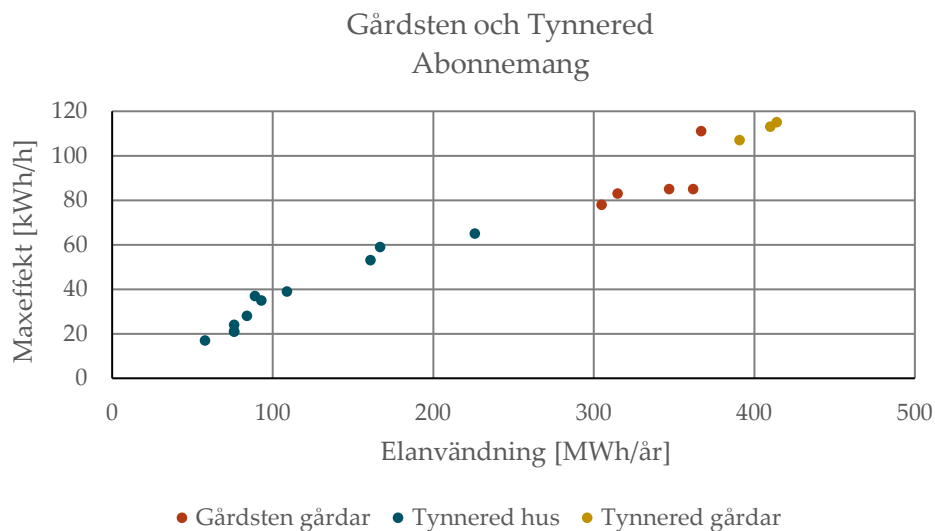
För Gårdsten saknas data på elanvändning per byggnad och därför kunde ingen fullgod utvärdering göras för ett sådant alternativ. Ett exempel på hur byggnadsabonnemang skulle påverka lönsamhetskalkylen presenteras trots detta för Gård C i avsnitt 4.4.2. Beräkningarna är då baserade på en uppskattning av hur lägenhetsdelen och fastighetsdelen är fördelad mellan de olika byggnaderna.



Figur 4 De byggnader som studeras i Västra Gårdsten. Idag finns det ett elabonnemang per gård (A-E).

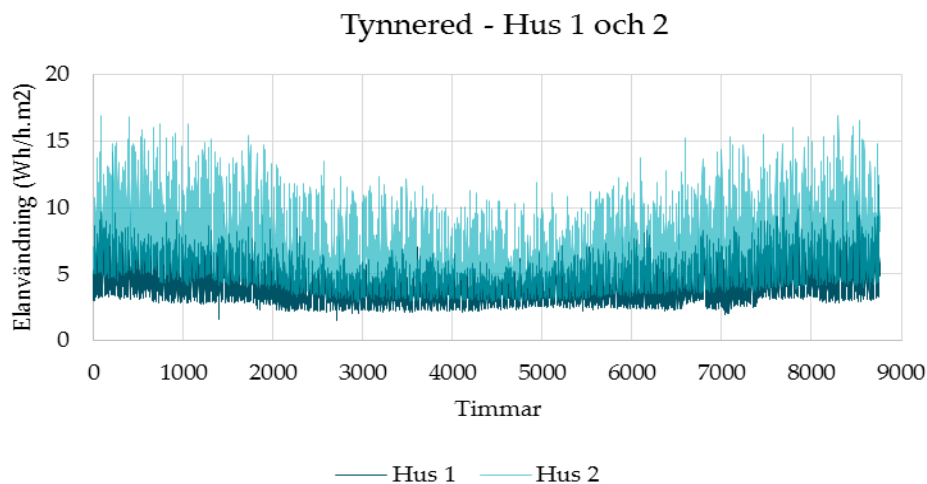
Med fastighetsägarnas tillstånd har uppmätta timvärden på elanvändning hämtats från Göteborgs Energis databas över abonnenter anslutna till deras elnät. Data för 2014 har använts i alla fall utom ett.

Den årliga elanvändningen är totalt 1695 MWh i Gårdsten och 1215 MWh i Tynnered. Årlig elanvändning samt den högsta effekten (kWh/h) för respektive abonnemang i de båda områdena visas i Figur 5. Diagrammet visar även resultatet av att slå samman abonnemangen i Tynnered till tre gårdsabonnemang. Mer detaljerade uppgifter om abonnemangen, både befintliga och de alternativa utformningar som studeras, ges i Bilaga A.

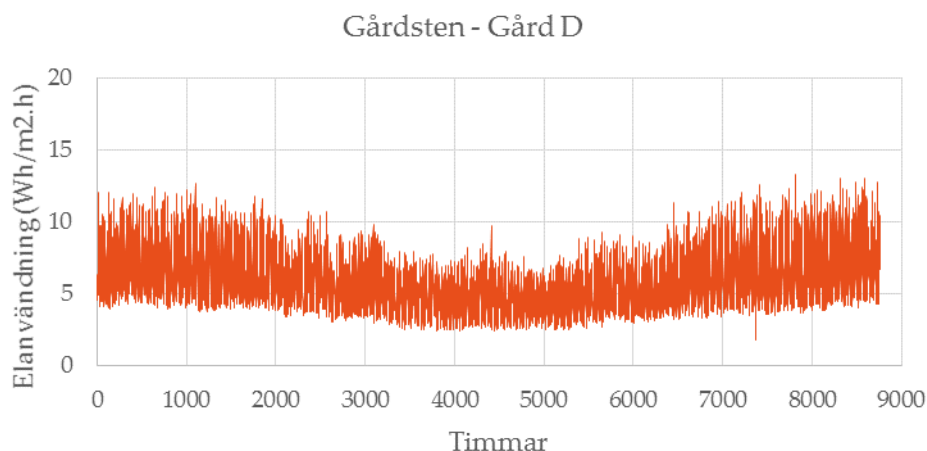


Figur 5 Årlig elanvändning och den högsta effekten (elanvändningen per timme) för elabonnemang i Gårdsten och Tynnered.

I genomsnitt är den totala elanvändningen per kvadratmeter boarea lite högre i Gårdsten än i Tynnered, omkring 55 kWh per år jämfört med cirka 45 kWh per år. I Tynnered skiljer sig dock det här värdet ganska mycket mellan olika byggnader. Ett exempel på detta ses i Figur 6, som visar hur den specifika elanvändningen varierar under året i två byggnader i Tynnered. Motsvarande graf för en gård i Gårdsten visas i Figur 7.

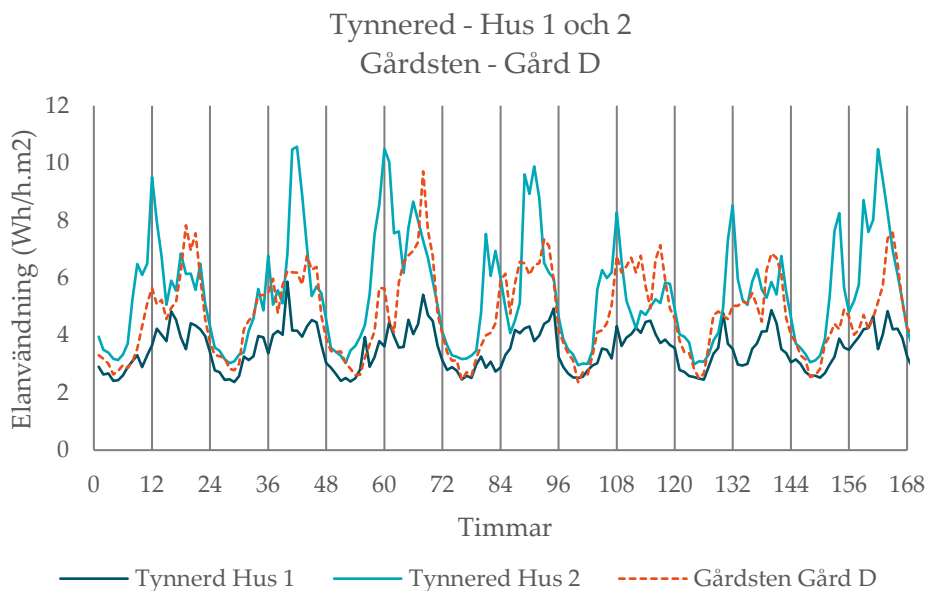


Figur 6 Elanvändning per timme och kvadratmeter boarea under ett år i Hus 1 respektive Hus 2 i Tynnered.

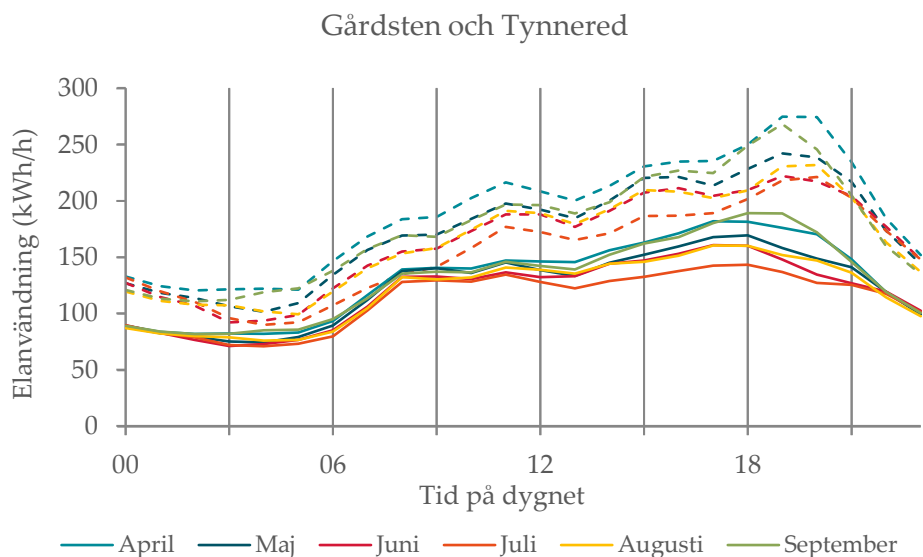


Figur 7 Elanvändning per timme och kvadratmeter boarea under ett år i Gård D i Gårdsten.

När man studerar profilerna för elanvändning mer i detalj syns en tydlig skillnad i hur effekten varierar under dygnet. I Figur 8, som visar den specifika elanvändningen ($\text{Wh/m}^2 \text{ BOA}$) per timme under den första veckan i juli, kan man se att Hus 1 i Tynnered har tydligare effekttoppar än de andra två.



Figur 8 Elanvändning per timme och kvadratmeter boarea under en vecka i juli i två hus i Tynnered och en gård i Gårdsten.



Figur 9 Medel dygnsprofil per månad Tynnered (heldragna linjer) och Gårdsten (streckade linjer)

Elastprofiler som visar timmedelvärden per månad för hela Tynnered respektive Gårdsten visas i Figur 9. Här kan man se att det i Gårdsten är en relativt jämn ökning av elanvändningen under dagen, medan elanvändningen i Tynnered stiger snabbt under morgonen för att sedan stagnera till efter lunch. Toppeffekten i Tynnered infaller tidigare på kvällen jämfört med Gårdsten.

2.2 TAK

En sammanställning av takareor i Gårdsten och Tynnered visas i Tabell 2.1. I förhållande till elbehovet är den totala takyten större i Tynnered. Detta förklaras delvis av att byggnaderna i Tynnered har en större takarea i förhållande till bruksarean och delvis av att elbehovet per kvadratmeter är lägre.

Tabell 2.1 Takareor i Gårdsten och Tynnered.

		Lutning (°)	Riktning (°)	Area (m ²)	Area/årligt elbehov (m ² _{tak} /MWh _{elbehov})
Gårdsten	Alla tak	0	0	8200	4,8
Tynnered	Alla tak	14	26, -64	9600	7,9
	Bra tak	14	26	1350	1,11
	Okej tak	14	- 64	3450	2,8

Samtliga byggnader i Gårdsten har platta tak (lutning 2°) och i beräkningarna av solcellssystem är det antaget att alla tak kan användas för placering av solceller. Solinstrålningen som träffar taken i Gårdsten under ett normalår är 940 kWh/m². Takens utformning och orientering möjliggör dock ett rationellt montage med uppvecklade solcellsmoduler riktade rakt mot söder, vilket ger en högre solinstrålning per modularea jämfört med ett horisontellt montage. I rapporten har huvudsakligen solcellssystem med 15° lutning och riktning mot söder studerats för Gårdsten.

Byggnaderna i Tynnered har valmade sadeltak med låg lutning och enbart ytor mot sydost eller sydväst har beaktats i beräkningarna av solcellssystem. De tak som är riktade mot sydost träffas under ett normalår av en solinstrålning på cirka 1040 kWh/m², medan solinstrålningen på de tak som är riktade mot sydväst är 990 kWh/m². De förra klassas i den här studien som bra tak (solinstrålning över 1000 kWh/m²) och de senare som okej tak (900-1000 kWh/m²). I rapporten har huvudsakligen solcellssystem som följer de befintliga takens lutning och riktning studerats för Tynnered.

3 Utformning av elabonnemang

Enligt Ellagen (SFS 1997:857) 2 kap. 1 § får en elektrisk starkströmsledning inte byggas eller användas utan tillstånd (nätkoncession). Det finns dock en rad undantag från detta, vilka anges i Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857). I form av utdrag från förordningen listas här de undantag som är aktuella i en diskussion om utformning av elabonnemang inom ett bostadsområde.

Interna nät inom vissa områden

5 § Ett internt nät, som är beläget på eller inom en byggnad, får byggas och användas utan nätkoncession.

6 § Ett internt nät, på vilket el överförs till anläggningar och byggnader som inte är avsedda som bostadshus och som ligger i omedelbar närhet till ett bostadshus, får byggas och användas utan nätkoncession.

Vissa typer av interna nät

22 § Ett internt nät som är avsett för driften av en belysningsanläggning får byggas och användas utan nätkoncession.

22 a § Ett internt nät som förbinder två eller flera elektriska anläggningar för produktion, vilka utgör en funktionell enhet, får byggas och användas utan nätkoncession. Förordning (2008:897).

22 b § Ett internt lågspänningsnät som huvudsakligen är avsett för fordons elbehov får byggas och användas utan nätkoncession. Förordning (2012:163).

Övergångsbestämmelser 2007:215

1. Denna förordning träder i kraft 1 juni 2007.

2. Innehavaren av ett elnät som vid ikraftträdandet av denna förordning används utan stöd av nätkoncession får även därefter använda nätet utan stöd av nätkoncession.

Detta gäller dock bara

- a. elnät inom kolonistugeområden,
- b. elnät som överför el inom hotell-, konferens- och skidanläggningar, och
- c. elnät som överför el till flerfamiljshus.

De olika alternativ för utformning av abonnemang och inkoppling av solceller som studeras i den här rapporten har valts utan hänsyn till lagar och förordningar gällande koncessionsrätt. Ett förtydligande av vad gällande lagar innebär för respektive alternativ ges däremot i samband med att dessa presenteras i avsnitt 3.1.

3.1 DE ALTERNATIV SOM STUDERAS

Här presenteras de olika varianter av utformning av elabonnemang och inkoppling av solceller som studeras i den här rapporten tillsammans med kommentarer om vad som är möjligt att göra idag.

I. *Ett abonnemang per byggnad*

Detta är normalfallet idag, i enlighet med Ellagen (SFS 1997:857), och det är så det ser ut i Brf Tynnered.

Solel-beräkningarna för detta alternativ utgår från ett antagande om att solcellsanläggningar ansluts i en punkt per byggnad. För Gårdsten, där det ej finns tillgängliga mätdata per byggnad, redovisas endast ett exempel för en av gårdarna baserat på antagande om hur elanvändningen är fördelad mellan husen.

II. *Ett abonnemang per gård*

Detta är den befintliga utformningen av abonnemang i Gårdsten. Det är ej i enlighet med Ellagen (SFS 1997:857) och tillhörande förordning om undantag från nätkoncession (SFS 2007:215) idag, men övergångsbestämmelserna enligt SFS 2007:215 innebär att om överföring har skett mellan olika flerfamiljshus sedan före den 1 juni 2007 får denna fortsätta utan att det krävs nätkoncession. Detta gäller enligt Energimarknadsinspektionen (2014) exempelvis på många platser med äldre hyreshus.

Solel-beräkningarna för detta alternativ utgår från ett antagande om att solcellsanläggningar ansluts i en punkt per gård. Man skulle dock eventuellt istället kunna ansluta respektive solcellsanläggning i en undercentral i den byggnad den är placerad på.

III. *Ett abonnemang för hela området*

Ej i enlighet med Ellagen (SFS 1997:857). När det gäller äldre flerbostadshusområden, se kommentar till Alternativ II.

Solel-beräkningarna för detta alternativ baseras, i likhet med fall II, på att solcellsanläggningar ansluts i en punkt per gård. Skillnaden är att solel i det här fallet kan användas fritt inom hela området eftersom alla byggnader ligger på samma elabonnemang.

IV. *Ett abonnemang per byggnad/gård, men solelen från en anläggning kan användas för att täcka elanvändningen även i andra byggnader. Solceller placeras på de bästa taken och elledningar dras från dessa till undercentraler i byggnader med sämre tak.*

Enligt Förordning (2007:215), 6 § är att det är möjligt att placera solceller på ett bostadshus och använda elen i en intilliggande byggnad som inte är avsett som bostadshus, exempelvis en tvättstuga. Det är idag ej tillåtet att dra egna ledningar mellan bostadshus.

Enligt 22 a § i samma förordning tillåts dock interna nät som sammanbinder en eller flera produktionsanläggningar. Det bör därmed exempelvis vara möjligt att installera en liten solcellsanläggning på en byggnad med hög elanvändning, men ett sämre tak, och förbinda denna med en större solcellsanläggning på en byggnad med ett bättre tak.

I den här studien utgår vi, gällande lagar till trots, från att det går att flytta solel från ett bostadshus till ett annat.

- V. *Ett abonnemang per byggnad/gård. Solceller placeras på de bästa taken och är enbart anslutna till abonnemanget i samma byggnad/gård, men med möjlighet att flytta solel på elräkningen.*

Detta förutsätter att elhandelsbolaget möjliggör flytt av el mellan abonnemang på elräkningen.

3.2 KOSTNADER FÖR ABONNEMANG

De alternativ för olika utformning av elabonnemang som presenterats ovan (avsnitt 3.1) medför olika kostnader för såväl anslutning som årliga avgifter. Det här avsnittet redogör för de kostnader som det innebär att ha ett abonnemang per byggnad, ett abonnemang per gård eller ett abonnemang för hela området. De kostnader som solcellsanläggningar medför tas inte upp här, utan i kapitel 5.

Kostnadsberäkningarna är baserade på ritningar och uppmätt elanvändning för Gårdsten respektive Tynnered, men utan platsbesök eller närmare undersökning av fastigheterna. Som tidigare påpekats är en del av lösningarna inte tillåtna idag och det som presenteras här ska därför ses som ett teoretiskt resonemang.

De årliga kostnader som ingår i beräkningarna är elnätsavgifter, vilka visas i Tabell 3.1. I Göteborg är avgiften uppdelad på en fast månadsavgift, en rörlig del baserad på elöverföring, och en rörlig del baserad på den högsta timförbrukningen varje månad. Göteborg Energi skiljer på abonnemang på max 63A och abonnemang över 63A. Kostnader för service och underhåll är ej medräknat. SABOs (2013) nyckeltal för när elledningar och apparatskåp behöver bytas är 30 år, vilket är detsamma som den kalkylperiod som har använts för de ekonomiska beräkningarna (Tabell 3.2).

Tabell 3.1 Elnätsavgifter för företagskunder i Göteborg (Göteborg Energi, 2017)

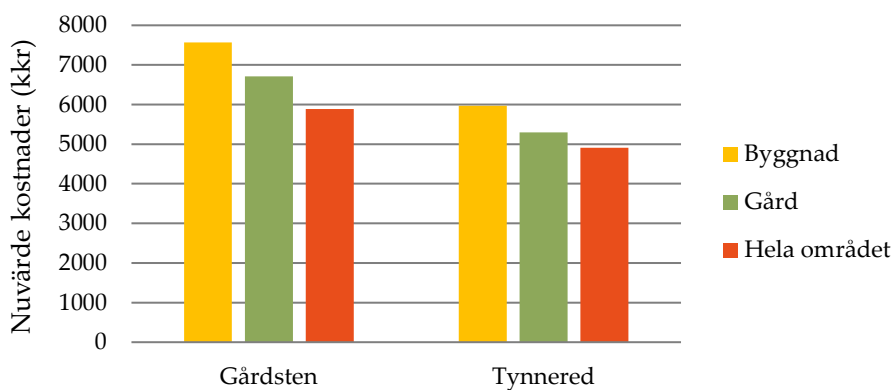
Effektabonnemang	Abonnemang (kr/mån)	Elöverföring (öre/kWh)	Effekt (kr/kW, mån)
Normaltariff - Max 63A	71,33	15,2	22,0
Normaltariff - Över 63A	475,00	6,8	42,4

I de initiala investeringskostnaderna ingår anslutningskostnader samt tillkommande kostnader för schaktning inom tomtmark, kabelrör och huvudledning (från anslutningspunkt till övriga byggnader). Övriga investeringskostnader är baserade på uppgifter ett ungefärligt pris per meter för schaktning, material och kabelförläggning enligt (Tabell 3.2), samt antaganden om kabeldragningar inom tomtmark.

Tabell 3.2 Antaganden som lönsamhetsberäkningarna har baserats på.

Real diskonteringsränta	4	%
Kalkylperiod	30	År
Kostnad för schakt inom tomtmark (inkl. rör, förläggning och återställning)	500	kr/m
Kostnad för huvudledningar (material, kabeldragning och montage)	300	kr/m

En sammanställning av resultatet för kostnadsberäkningarna för nyanslutning av abonnemang och förutsättningar enligt Tabell 3.2 visas i Figur 10. Mer detaljerade resultat återfinns i Bilaga B. I både Gårdsten och Tynnered är investeringskostnaden något lägre för alternativet med ett abonnemang per byggnad, men de årliga kostnaderna är högre. Redan efter 3-4 år är det sammanlagda nuvärdet för kostnader därför högre jämfört med alternativen med färre abonnemang.

**Figur 10** Resultat nyanslutning.

En fördubbling av de uppskattade kostnaderna för schakt och huvudledningar minskar skillnaden i nettonuvärde, men förändrar inte den inbördes ordningen av staplarna i Figur 10. Ett abonnemang per byggnad ger fortfarande det högsta värdet på sammanlagda kostnader och ett abonnemang för hela området det lägsta.

Om kalkylräntan höjs till 6 % blir värdet av framtida årliga kostnader lägre, men inte heller detta är tillräckligt för att förändra det huvudsakliga utfallet av beräkningarna.

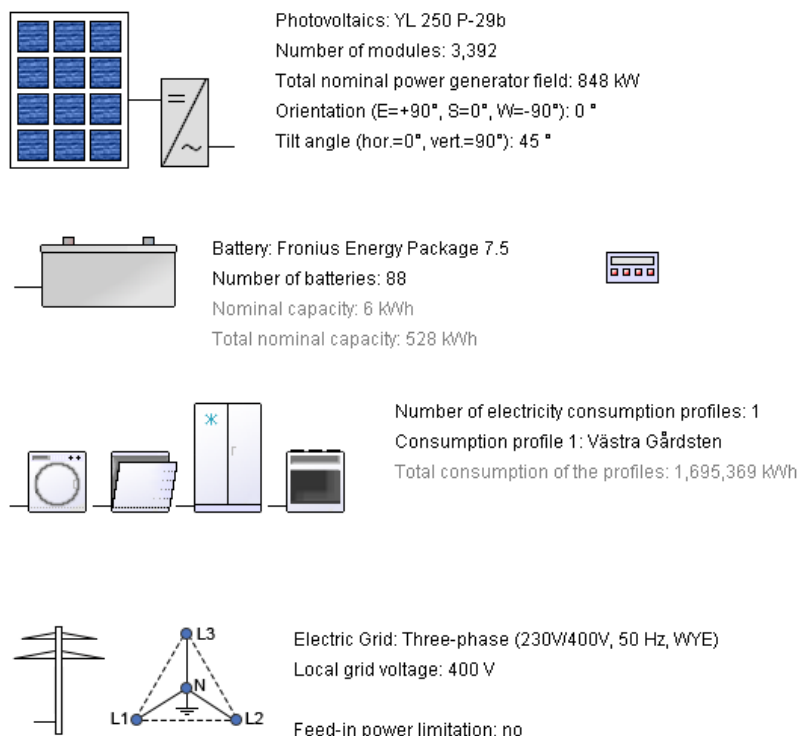
4 Möjligheter till ökad egenanvändning utan batterier

I det här kapitlet undersöks hur hög egenanvändning av solen som kan uppnås i bostadsområdena Västra Gårdsten och Brf Tynnered utan ett batterilager. Potentialen har dels beräknats utifrån tillgängliga tak och dels utifrån vad som ger bäst lönsamhet.

Underlag till beräkningarna är uppmätt elanvändning för respektive hus i Tynnered och respektive gård (3-4 hus) i Gårdsten (se avsnitt 2.1), samt simuleringar av solcellssystem i simuleringsprogrammet Polysun. Kapitlet inleds med ett avsnitt om indata för simuleringarna och ett om indata för lönsamhetsberäkningarna.

4.1 SIMULERING AV SOLCELLSSYSTEM

Solcellssystem med och utan batterier har simulerats i Polysun (Vela Solaris) (Figur 11). Indata för solcellssystemet beskrivs här nedan, medan batterilagret beskrivs i avsnitt 5.1.



Figur 11 Exempelbild från en solcellssimulering i Polysun

Till grund för simuleringarna ligger klimatdata för Göteborg och uppmätt elanvändning i de olika abonnemangen i Gårdsten och Tynnered (se avsnitt 2.1). Klimatdata hämtades från den meteorologiska katalogen Meteonorm (Remund, 2014), som är integrerad i programmet. Den uppmätta elanvändningen har en upplösning per timme och både befintliga och sammanslagna elabonnemang (se avsnitt 2.1) har använts som ellastprofil i simuleringsprogrammet.

När det gäller förluster i systemet så har följande värden använts. Förluster på grund av smuts 2 %, kabelförluster 2 %, förluster till följd av misspassning mellan moduler 1 %. Degraderingen är satt till 0 % i Polysun, men i lönsamhetsberäkningarna (avsnitt 4.4) har hänsyn till en årlig degradering tagits.

Huvudkomponenterna i ett solcellssystem är paneler och växelriktare. Samma solcellspanel har använts i samtliga simuleringar, en polykristallin solcellsmodul från Yingli med en verkningsgrad på 15 % (YL250 P-29b). Verkningsgraden för polykristallina solcellsmoduler ligger idag kring 14-18 % (IEA, 2016). Då många olika systemstorlekar har simulerats har uppsättningen av växelriktare varierats. För samtliga fall har dock växelriktare från Fronius använts.

4.2 LÖNSAMHETSBERÄKNINGAR

Lönsamheten för olika solcellsanläggningar har beräknats utifrån fastighetsägarens perspektiv och utgår från antaganden om ekonomiska förutsättningar sammanställda i Tabell 4.1. Fler indata för lönsamhetsberäkningarna återfinns i Bilaga C. För en av gårdarna i Tynnered har även känslighetsanalyser för ett antal parametrar gjorts enligt Tabell 4.2.

Tabell 4.1 Indata för lönsamhetsberäkningar

Parameter	Värde
Systempris solceller exkl. moms	11 kr/W exkl. moms
Systemets livslängd	30 år
Investeringsbidrag	20 % ¹
Skattereduktion	Nej
Energiskatt på egenanvänd el	Nej
Elcertifikatpris	0,20 kr/kWh i 15 år för all egengenererad el ²
Besparing elpris	0,81 ($\leq 63A$) alt. 0,73 ($> 63A$) kr/kWh exkl. moms
Elprisökning	40 % under livslängden
Ersättning såld el	Spotpris + nätnytta
Real diskonteringsränta	4 %
Moms	25 %

¹ Detta värde valdes på grund av att jag har använt det i tidigare studier och ville kunna jämföra resultaten med varandra. Det var tidigare tal om att sänka investeringsbidraget för företag från 30 % till 20 %, men en sådan sänkning har inte skett.

² Detta värde valdes på grund av att jag har använt det i tidigare studier och ville kunna jämföra resultaten med varandra. I dagsläget är dock priset för elcertifikat betydligt lägre.

Tabell 4.2 Känslighetsanalyser

Parameter	Värde
Investeringsbidrag	0 %
Elcertifikat	0.20 kr/kWh enbart för såld el
Skattereduktion	0,60 kr/kWh under 15 år
Energiskatt på egenanvänd el	0,5 öre/kWh
Elpris	Från -20 % till +20 % jämfört med grundfallet
Investeringsbidrag	Från -20 % till +20 % jämfört med grundfallet
Real diskonteringsränta	Från -20 % till +20 % jämfört med grundfallet

Som ett mått på lönsamhet används nettonuvärde (NNV), beräknat enligt:

$$NNV = \text{nuvärde}(\text{nyttor}) - \text{nuvärde}(\text{kostnader}) = \text{nuvärde}(K) = \sum_{n=0}^N (K_n / (1 + r)^n)$$

NNV= nettonuvärde

K= kassaflöde (positivt eller negativt)

n= år för specifikt kassaflöde

N= totalt antal år med kassaflöden

r= diskonteringsränta

4.3 EGENANVÄNDNING UTIFRÅN TILLGÄNGLIGA TAK

I det här avsnittet presenteras hur stor del av elanvändningen i Gårdsten och Tynnered som kan täckas med solel om solcellsanläggningarna dimensioneras utifrån tillgängliga tak och vilken lönsamhet detta ger. Resultaten visar även potentialen att öka egenanvändningen i respektive område genom hopslagning av abonnemang (se avsnitt 3.1). Som en känslighetsanalys visas i avsnitt 4.3.3 ett exempel på hur graden av egenanvändning kan påverkas av panelernas lutning och riktning.

4.3.1 Förutsättningar

För Gårdstens platta tak studeras två fall, ett med horisontellt montage och ett med paneler som är lutade 15°. Ett montage med helt horisontella paneler (0° lutning) är i praktiken inte att rekommendera (normalt lutas de upp minst 5°), men det studeras här främst i syfte att se hur mycket solceller som maximalt får plats på taken. I fallet med uppvinklade paneler antas solcellspanelerna vara placerade med ett radavstånd som resulterar i att det behövs 2 m² tak per m² panel. Detta för att undvika att modulerna skuggar varandra.

I beräkningarna för Tynnered antas modulerna följa takens lutning och riktning. Endast taktytor med en sydöstlig eller sydvästlig har använts, vilket innebär att hälften av takytorna i Tynnered är outnyttjade (jämför Tabell 2.1).

4.3.2 Resultat

En sammanställning av resultaten ges i Tabell 4.3. Vid ett horisontellt montage i Gårdsten är installerad solcellseffekt i förhållande till elanvändning, liksom

resulterande soltäckningsgrad och överproduktion, ungefär densamma som för Tynnered.

Att vinkla upp modulerna till 15° i Gårdsten innebär att solelutbytet per kvadratmeter modul blir något högre och matchningen mellan genererad solel och elanvändning något bättre. Det innebär dock samtidigt att det bara får plats hälften så mycket solceller, vilket ger en totalt sett lägre soltäckningsgrad jämfört med då modulerna placeras horisontellt.

Tabell 4.3 Resultande anläggningsstorlek, överskott och soltäckningsgrad då solcellsanläggningar dimensioneras utifrån tillgänglig takyta i Gårdsten respektive Tynnered. Resultat visas för beräkningar baserade på olika utformning av abonnemang.

	Utformning av abonnemang	Total effekt solceller (kW _t)	Relativ anläggningsstorlek (kW _t /MWh)	Andel överskott (%)	Soltäckningsgrad (%)
Gårdsten	III Hela området	1140	0,68	47,0	26,8
0° lutning					
Gårdsten	II Gårdar	570	0,34	25,9	21,2
15° lutning	III Hela området	570	0,34	25,0	21,5
Tynnered	I Byggnader	211	0,17	29,9	10,2
Bra tak	III Hela området	211	0,17	2,4	14,1
Tynnered	I Byggnader	742	0,61	44,9	27,0
Bra + okej tak	II Hela området	742	0,61	43,2	27,7

Att kunna använda solel som genereras på respektive tak inom hela området ger endast en marginell förbättring av soltäckningsgraden i Gårdsten, medan det kan ha betydelse under vissa omständigheter i Tynnered. Förbättringen i Tynnered syns framförallt då man väljer att bara utnyttja de bästa taken. Mängden egenanvänd solel ökar då med 40 %.

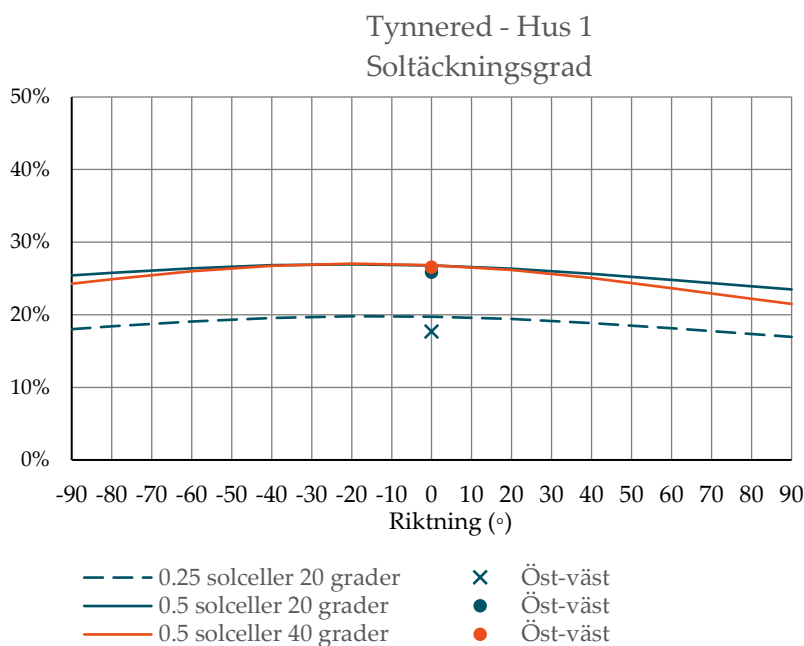
Att täcka alla tak i Gårdsten eller Tynnered med solcellspaneler ger visserligen en relativt hög soltäckningsgrad, men det resulterar inte i några positiva lönsamhetskalkyler. Med horisontellt monterade paneler på alla tak i Gårdsten blir nettonuvärdet så lågt som – 2,5 miljoner kr. Att istället fylla taken med svagt lutade paneler (15°) ger en alltså lite lägre soltäckningsgrad eftersom det får plats färre paneler (Tabell 4.3), men lönsamhetskalkylen ser långt mycket bättre ut, med ett nettonuvärde på 800 000 kr. Att täcka alla tak med riktning mot sydväst och sydost i Tynnered med solceller ger ett negativt nettonuvärde på – 800 000 kr. Om man bara använder taken med bäst läge får man istället ett positivt värde över 600 000 kr. Detta gäller om man har ett stort abonnemang för hela området.

4.3.3 Känslighetsanalys: panelernas orientering

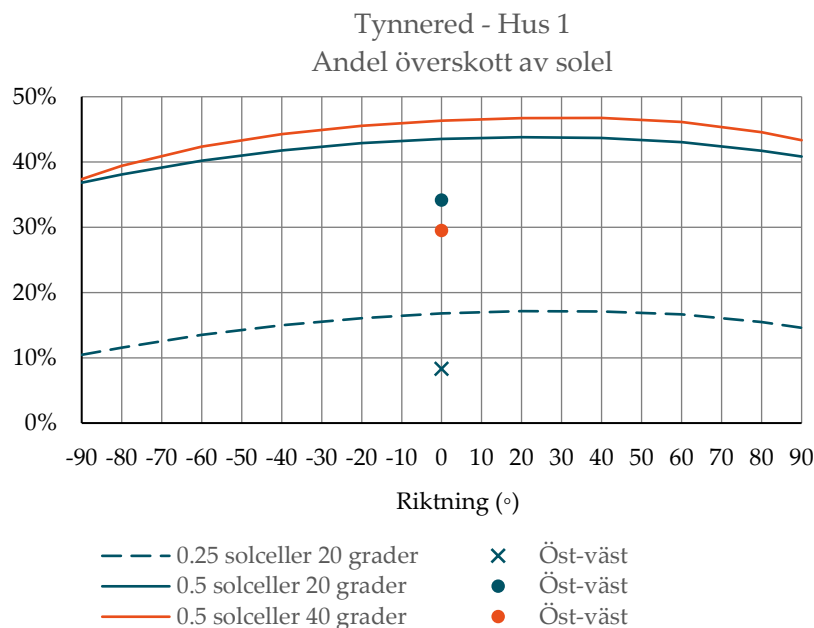
Egenanvändningen av solel påverkas även av solcellspanelernas lutning och riktning. Exempel på hur soltäckningsgraden samt överskottet av solel kan påverkas när man ändrar solcellspanelernas riktning och lutning visas för Tynnered i Figur 12 och Figur 13 och för Gårdsten i Figur 14 och Figur 15. Lutningen är 20 eller 40° och riktningen har varierats från öst till väst. Även öst-

västliga system har simulerats. Solcellsanläggningarnas storlek är 0.25 respektive 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}.

Det första exemplet gäller ett elabonnemang i Hus 1 Tynnered. Om man fyller hela det taket med solceller blir den installerade effekten 0.74 kW_t/MWh_{elbehov}. Även den större anläggningen som studeras här skulle alltså få plats på det befintliga taket. Däremot ska det visa sig att den mindre av dem (0.25 kW_t/MWh_{elbehov}) ligger närmast en optimalt dimensionerad anläggning sett till lönsamhet (se avsnitt 4.4). Takets lutning är som tidigare nämnts 14°, vilket alltså är något längre än den lägsta lutningen som studeras här.



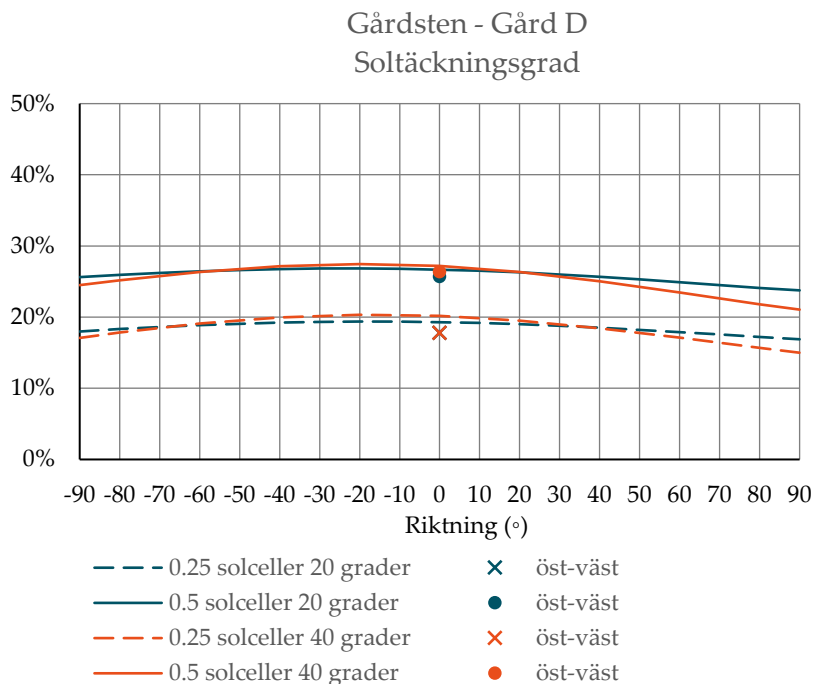
Figur 12 Soltäckningsgrad för solcellssystem med olika storlek och orientering matchade mot elanvändningen i Hus 1 i Tynnered. Solcellssystemen har 20 respektive 40° lutning, är av storleken 0.25 respektive 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}, och är riktade från väst (-90°) till öst (90°). Punkterna markerar system där hälften av panelerna har orienterats mot väster och hälften mot öster.



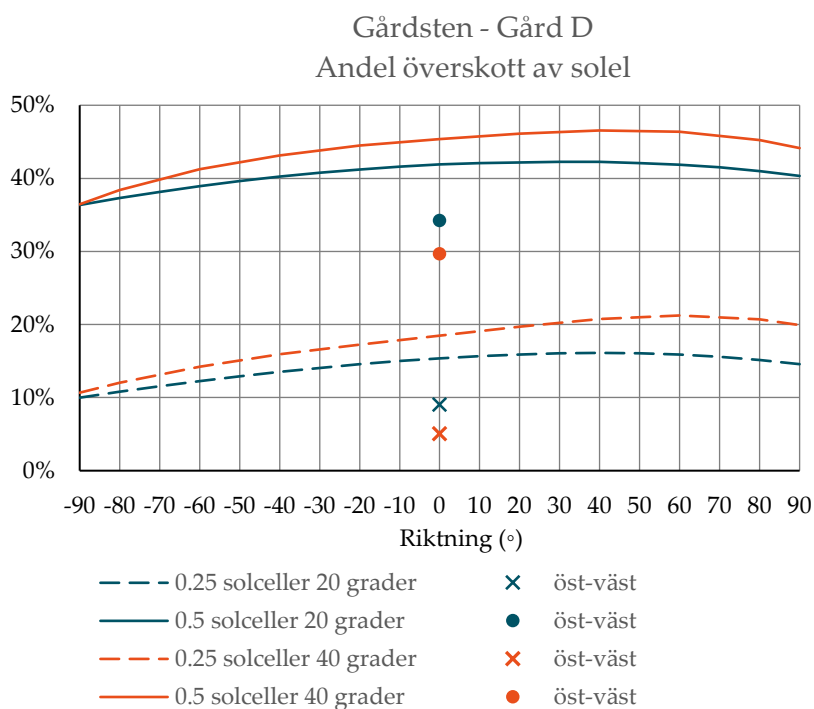
Figur 13 Andel överskott av solel för solcellssystem med olika storlek och orientering matchade mot elanvändningen i Hus 1 i Tynnered. Solcellssystemen har 20 respektive 40° lutning, är av storleken 0.25 respektive 0.5 kWt/MWh_{elbehov}, och är riktade från väst (-90°) till öst (90°). Punkterna markerar system där hälften av panelerna har orienterats mot väster och hälften mot öster.

Soltäckningsgraden blir som högst då panelerna är orienterade 20° mot väster (Figur 12). Solelproduktionen blir något högre vid ett montage rakt mot söder, men eftersom en relativt stor del av elanvändningen sker under eftermiddagen (Figur 9) ger en avvikelse mot väster en bättre matchning mellan produktion och elbehov. Skillnaderna för montage mellan -40 (sydväst) och 0° (söder) är mycket små.

I det här fallet går att minska överskottet till elnätet betydligt om man monterar panelerna med en riktning som avviker från söder (Figur 13). Allra minst blir överskottet vid ett öst-västligt montage, oavsett storlek och lutning på anläggningen. Detta beror till stor del på att solelproduktionen blir lägre än vid ett södervänt montage, men till viss del även på att matchningen mellan elanvändning och solelproduktion under dygnet blir bättre. Det senare kan man se när man tittar på soltäckningsgraden (Figur 12) för den stora anläggningen. I det här fallet erhålls en nästintill en lika hög soltäckningsgrad med ett öst-västligt montage som med ett södervänt. På grund av en högre total solelproduktion skulle dock det södervända systemet ge ett högre nettonuvärde, eftersom man får ersättning även för överskottsel.



Figur 14 Soltäckningsgrad för solcellssystem med olika storlek och orientering matchade mot elanvändningen i Gård D i Gårdsten. Solcellssystemen har 20 respektive 40° lutning, är av storleken 0.25 respektive 0.5 kWt/MWh_{elbehov}, och är riktade från väst (-90°) till öst (90°). Punkterna markerar system där hälften av panelerna har orienterats mot väster och hälften mot öster.



Figur 15 Andel överskott av solet för solcellssystem med olika storlek och orientering matchade mot elanvändningen i Gård D i Gårdsten. Solcellssystemen har 20 respektive 40° lutning, är av storleken 0.25 respektive 0.5 kWt/MWh_{elbehov}, och är riktade från väst (-90°) till öst (90°). Punkterna markerar system där hälften av panelerna har orienterats mot väster och hälften mot öster.

Det andra exemplet är baserat på ett abonnemang i Gård D i Gårdsten. Resultaten är väldigt lika de som beskrivits för Tynnered ovan, men med en något större skillnad i överskott vid olika lutningar (Figur 15). I Figur 15 kan ses att i den mindre anläggningen så ger en 40° lutning störst soltäckningsgrad om panelerna är riktade åt söder eller sydväst, medan 20° är bättre vid större avvikelser från söder.

4.4 EGENANVÄNDNING UTIFRÅN HÖGST LÖNSAMHET

I det här avsnittet presenteras hur stor egenanvändning av solel blir när varje solcellsanläggning dimensioneras för att ge ett så högt nettonuvärde som möjligt. För Tynnered har anläggningarna orienterats efter de befintliga takens lutning och riktning (Tabell 2.1) och för Gårdsten har anläggningar orienterats med 15° lutning mot söder. En jämförelse görs mellan de olika alternativ för utformning av abonnemang som tidigare har beskrivits i avsnitt 3.1.

4.4.1 Förutsättningar

I det här kapitlet beaktas enbart kostnader och besparingar som är kopplade till solcellssystemet. Eventuella för- och nackdelar med att ändra utformningen av elabonnemang i samband med en solcellsinstallation, liksom vilken abonnemangsform som vore mest lämplig vid nybyggnation, diskuteras i kapitel 6.

I några av de alternativ som studeras krävs extra schaktning och dragning av kabel för solel. Merkostnaden för detta har antagits vara 200 kr/m för material och förläggning av kabel¹ samt 500 kr/m för schaktning (inkl. rör, förläggning och återställning)². En uppskattning av erforderliga sträckor har gjorts utifrån ritningar. De olika orsakerna till extra kabeldragning samt uppskattade sträckor och totalt tillkommande kostnader beskrivs nedan.

Alt. II (ett abonnemang per gård). I det här alternativet tillkommer kostnader för kabeldragning och schakt eftersom solceller placeras på flera byggnader inom samma gård och kopplas samman i den byggnad där mätaren för abonnemanget sitter.

- Gårdsten: Extra kabellängd för dragning till ett apparatrum i annan byggnad uppskattas till totalt cirka 250 m, varav dragning i mark till cirka 80 meter. Detta ger en tillkommande kostnad på totalt 90 000 kr.
- Tynnered: Extra kabellängd uppskattas till cirka 360 m, varav allt dras i mark. Den tillkommande kostnaden blir 250 000 kr.

Alt. III (ett abonnemang för hela området). Även i det här alternativet antags solcellsanläggningarna kopplas in i en punkt per gård. Kabeldragning blir därför densamma som i Alt. II.

¹ Andreas Molin, CEO på PPAM.se. Telefonsamtal 22 mars 2017.

² Dennis Ossman, Enhetschef på Göteborg Energi Nät AB. E-post 21 april 2017.

Alt. IV (Ett abonnemang per byggnad/gård och flytt av solel med kabel till andra abonnemang).

- Gårdsten: Att flytta solel mellan gårdar med kabel skulle kräva väldigt långa ledningsdragningar. Eftersom gårdsabonnemangen i Gårdsten är väldigt lika varandra och har samma förutsättningar när det gäller tillgängliga takytor har vi därför valt att inte räkna på det här alternativet.
- Tynnered: Här antogs att solel flyttas med kabel till andra byggnader inom samma gård. Den tillkommande kostnaden blir därmed densamma som i fallet med gårdsabonnemang, 250 000 kr.

4.4.2 Resultat

Resultaten från lönsamhetsberäkningar för Gårdsten är sammanställda i Tabell 4.4 och Tabell 4.5. Alla värden i den första tabellen avser ett sammanlagt resultat för hela området, medan det i den andra görs en jämförelse mellan separata byggnadsabonnemang och ett gemensamt abonnemang i Gård D. I samtliga alternativ får optimal anläggningsstorlek plats på befintliga tak (jämför Tabell 4.3).

I jämförelsen av de olika alternativ som studerats för hela området i Gårdsten, ger en utformning med ett enda gemensamt abonnemang (alt III) högst nettonuvärde. Ett stort abonnemang för hela området (alt. III) ger en marginell ökning av mängden egenanvänd solel jämfört med gårdsabonnemang (alt. II) och medför även lägre årliga kostnader för mätning. Att kunna flytta solel på elräkningen (alt. V) ger endast en marginell förbättring av anläggningens lönsamhet och soltäckningsgraden i området jämfört med att ha ett abonnemang per gård utan möjlighet till flytt (alt. II). Beräkningar har alltså inte utförts för alternativ IV (flytt av solel med kabel), men detta skulle ha gett samma fördelar som alternativ V till en högre kostnad.

I Tabell 4.5 kan vi se att baserat på den uppskattning som gjorts av elanvändningen i respektive byggnad i Gård D, så skulle ett alternativ med byggnadsabonnemang ge en högre lönsamhet och en större optimal anläggningsstorlek jämfört med en situation med ett gemensamt gårdsabonnemang. Detta beror till stor del på att två av byggnadsabonnemangen bara kräver en säkring på 63A, vilket innebär bättre ekonomiska förutsättningar vid en solcellsinstallation (se Bilaga C). I den här jämförelsen uteblir dock den positiva effekten av sammanlagring, då elanvändningen i de olika byggnaderna har beräknats enligt en procentuell fördelning och därmed har exakt likadana lastprofiler.

Tabell 4.4 En sammanställning av resultat för hela Gårdsten som visar lönsamhet, anläggningsstorlek, överskott och soltäckningsgrad då solcellsanläggningarna har dimensionerats utifrån högsta nettonuvärde. Resultat visas för olika utformning av elabonnemang. Nettonu värden visas med och utan extra kostnader för solkablar mellan byggnader.

Utformning av elabonnemang	Max NNV exkl. solkabel (kkr)	Max NNV inkl. solkabel (kkr)	Anläggningsstorlek (kW _t)	Relativ anläggningsstorlek (kW _t /MWh)	Andel överskott (%)	Soltäckningsgrad (%)
I Byggnader	-	-	-	-	-	-
II Gårdar	942	852	378	0,22	10,6	17,0
III Hela området	1038	948	370	0,22	9,4	16,9
IV Gårdar – solel flyttas med kabel till andra gårdar	-	-	-	-	-	-
V Gårdar – solel används fritt i området genom flytt på räkning	964	874	378	0,22	10,1	17,1

Tabell 4.5 Resultat för lönsamhetsberäkningar baserade på tre byggnadsabonnemang respektive ett gemensamt gårdsabonnemang i Gård D i Gårdsten. Nettonu värden visas med och utan extra kostnader för solkablar mellan byggnader.

Utformning av elabonnemang	Max NNV exkl. solkabel (kkr)	Max NNV inkl. solkabel (kkr)	Anläggningsstorlek solceller (kW _t)	Relativ anläggningsstorlek (kW _t /MWh)	Andel överskott (%)	Soltäckningsgrad (%)
I Byggnader	207	207	72	0,23	13,7	17,4
II Gårdar	160	142	66	0,22	10,8	16,5

Tabell 4.6 En sammanställning av resultat för hela Tynnered som visar lönsamhet, anläggningsstorlek, överskott och soltäckningsgrad då solcellsanläggningarna har dimensionerats utifrån högsta nettonuvärde. Resultat visas för olika utformning av elabonnemang. Nettonu värden visas med och utan extra kostnader för solkablar mellan byggnader.

Utformning av elabonnemang	Max NNV exkl. solkabel (kkr)	Max NNV inkl. solkabel (kkr)	Anläggningsstorlek solceller (kW _t)	Relativ anläggningsstorlek (kW _t /MWh)	Andel överskott (%)	Soltäckningsgrad (%)
I Byggnader	626	626	284	0,23	10,0	16,9
II Gårdar	600	350	269	0,22	7,9	16,8
III Hela området	666	416	211 (bra tak)	0,17	2,4	14,1
IV Byggnader – solel flyttas med kabel till andra byggnader	666	416	284	0,23	8,7	17,2
V Byggnader – flytt på räkning hela området	680	680	284	0,23	8,0	17,3

Resultaten från lönsamhetsberäkningar för solcellsanläggningar i Tynnered är sammanställda i Tabell 4.6. Även här får de anläggningsstorlekar som räknats fram som mest lönsamma gott och väl plats på befintliga tak. I alternativet med gårdsabonnemang får de plats på de bästa taken (sydost) i två av gårdarna, men inte i den tredje.

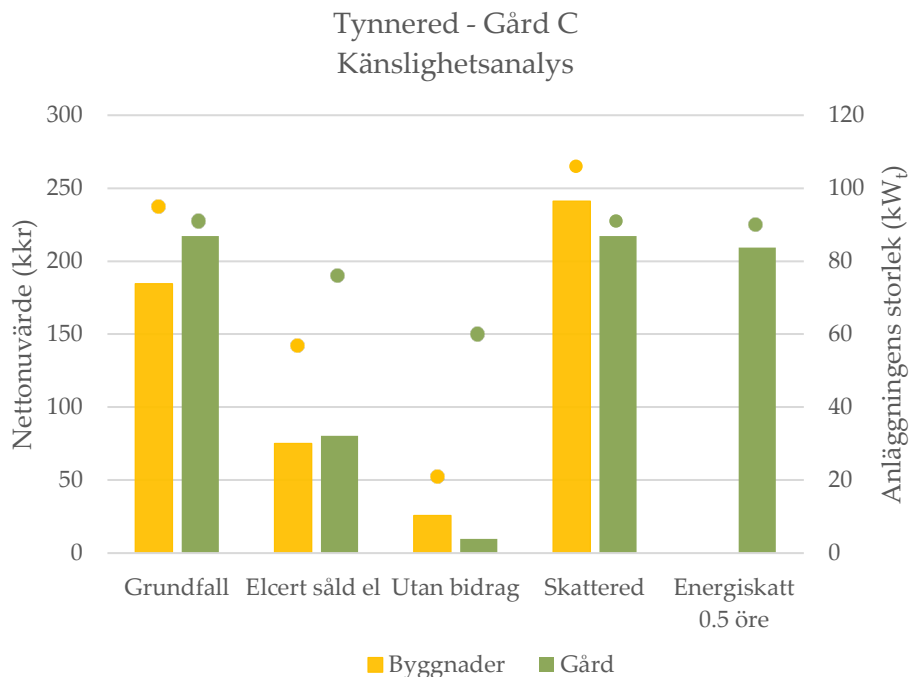
Mest lönsamt blir det att installera solceller i Tynnered om man har separata abonnemang för varje byggnad och tillåts flytta solel på elräkningen. Den förbättring som en möjlighet att flytta solel medför är dock liten, både sett till lönsamhet och egenanvändning.

I alternativet med ett abonnemang för hela området (alt. III) så är det mest lönsamt att bara installera solceller på de bästa taken, det vill säga de som är riktade mot sydsydost. Om man däremot istället väljer en anläggning på totalt 284 kW i det här fallet, liksom i alternativ I, blir nettonuvärdet 588 000 kr, överproduktionen 8 % och soltäckningsgraden 17,3 %.

I både Gårdsten och Tynnered överstiger den sammanlagda anläggningsstorleken 255 kW_t i de flesta fall. Så länge det handlar om ett antal separata mindre anläggningar är detta inget bekymmer, med om en enskild anläggning överstiger 255 kW_t kommer man alltså att få betala energiskatt för all egenanvänd el. Så skulle det sannolikt bli i alternativet med ett abonnemang för hela området i Gårdsten.

4.4.3 Känslighetsanalys: ekonomiska parametrar

Nedan visas resultaten från känslighetsanalyserna av ekonomiska parametrar som tidigare listats i Tabell 4.2. Känslighetsanalyserna har gjorts för Gård C i Tynnered, flera av dem dels för byggnadsabonnemang och dels för gårdsabonnemang. Från resultaten, som redovisas i Figur 16 och Figur 17, blir det tydligt att lönsamhetskalkylen är känslig för ändringar av antagna indata. Här visas endast resultat för själva solcellsanläggningen. Tillkommande kostnader för kabeldragning vid anslutning av solceller till gårdsabonnemang är ej medräknade (se avsnitt 4.4.1).



Figur 16 Största nettonuvärde (staplar) och motsvarande installerad effekt (punkter) som resultat av beräkningar genomförda med olika ekonomiska förutsättningar och olika utformning av abonnemang för solcellsanläggningar i Gård C, Tynnered. Resultat visas dels för ett grundfall (se avsnitt 4.2) och dels för fyra olika känslighetsanalyser: elcertifikat enbart för såld el, inget investeringsbidrag, skattereduktion i 15 år och energiskatt på egenanvänd el. Beräkningar har baserats på ett abonnemang per byggnad respektive ett abonnemang per gård.

Att inte mäta och ansöka om elcertifikat för egenanvänd el innebär, i likhet med ett uteblivet investeringsbidrag, en väsentlig försämring av lönsamhet och egenanvändning (Figur 16). Om man enbart får elcertifikat för såld sole ger alternativet med ett abonnemang per byggnad en optimal anläggningsstorlek på 60 % i förhållande till grundfallet, något som minskar mängden egenanvänd solel med 36 %. Konsekvenserna av ett uteblivet investeringsbidrag är ännu större. Här blir den optimala anläggningsstorleken bara drygt 20 % i förhållande till grundfallet och mängden egenanvänd solel minskar med 86 %.

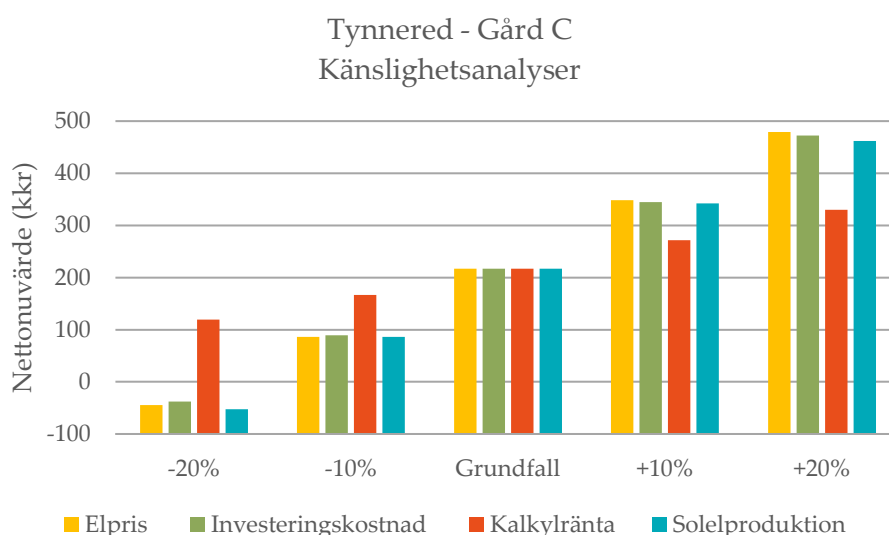
Både vid beräkningar med elcertifikat för enbart såld el och vid beräkningar utan investeringsbidrag blir den totala anläggningsstorleken betydligt mindre i alternativet med ett abonnemang per byggnad jämfört med alternativet med ett gemensamt gårdsabonnemang. Detta beror på flera av solcellsanläggningarna anslutna till byggnadsabonnemang blir olönsamma när förutsättningarna försämras. Om lönsamhetsberäkningar hade baserats på samma totala anläggningsstorlek som i grundfallet hade negativa nettonuvärden erhållits oavsett utformning av abonnemang.

Med skattereduktion blir värdet för överskottselsom matas in på elnätet så pass högt att solcellsanläggningen blir mer lönsam ju större den är. Storleken begränsas då istället av antingen huvudsäkringens storlek eller av gränsen för hur mycket ersättning man kan få under ett år. Om man installerar solceller på alla byggnader

i Tynnered så kommer begränsningen att ligga i det senare. Idag kan man få skattereduktion för som mest 30 MWh per år (18 000 kr/år), medan överproduktionen i de abonnemang som har rätt till skattereduktion ($\leq 100A$) endast uppgår till totalt 15 MWh i grundfallet med byggnadsabonnemang. Då beräkningar görs med skattereduktion under 15 år har därför anläggningarna för abonnemang på maximalt 100A dimensionerats för att ge ett dubbelt så stort överskott som i grundfallet (Figur 16).

Om skattereduktion erhålls i 15 år lönar det sig alltså att göra anläggningarna lite större. Med samma anläggningsstorlekar som i grundfallet skulle nettonuvärdet enbart öka med 15 % eftersom överskottet som skattereduktionen baseras på i det fallet inte är så stort.

En energiskatt på egenanvänd el på 0,5 öre/kWh har en endast en marginell påverkan på resultatet. Beräkningar har därför enbart gjorts för alternativet med ett gemensamt abonnemang för hela gården (Figur 16).



Figur 17 Diagrammet visar hur det totala nettonuvärdet för en solcellsanläggning ansluten till ett gårdsabonnemang i Gård C i Tynnered varierar med elpris, investeringskostnad, kalkylränta och solelproduktion. Staplarna till vänster om grundfallet visar resultaten av procentuella ändringar av dessa parametrar som leder till en lägre lönsamhet (lägre elpris, högre investeringskostnad, högre kalkylränta resp. lägre solelproduktion). Staplarna till höger visar resultatet av ändringar som ger en högre lönsamhet.

Figur 17 visar att kalkylen är ungefär lika känslig för en 10 % ökning eller minskning av elpriset, som en 10 % ökning eller minskning av investeringskostnaden. Även solelproduktionen har en snarlik inverkan på resultatet. Motsvarande förändring av kalkylräntan påverkar inte resultatet i samma grad (Figur 17), men investeringen skulle bli olönsam redan vid en kalkylränta på 6 %.

5 Möjligheter till ökad egenanvändning med batterier

I det här kapitlet undersöks hur hög egenanvändning av solel som kan uppnås i bostadsområdena Västra Gårdsten och Brf Tynnered med ett batterilager och vad värdet är av den ökade egenanvändningen.

Om batterier ska vara till nytta behöver solcellsanläggningen först överdimensioneras, vilket i sig ökar soltäckningsgraden, men minskar lönsamheten.

Liksom i föregående kapitel är beräkningarna baserade på uppmätt elanvändning för respektive hus i Tynnered och respektive gård (3-4 hus) i Gårdsten (se avsnitt 2.1), samt simuleringar i Polysun. Kapitlet inleds med ett avsnitt om hur batterilagret har simulerats. Solcellssystemet har som tidigare simulerats enligt beskrivning i avsnitt 4.1 och lönsamhetsberäkningar är genomförda enligt avsnitt 4.2

5.1 SIMULERING AV BATTERILAGER

Batterilager har simulerats tillsammans med solcellssystem i Polysun. Batteriet laddas när det finns ett överskott på solel, det vill säga när utbytet från solcellerna är större än elanvändningen, och laddas ur när det finns ett underskott på solel. Först när batterilagret är fullt matas ett eventuellt överskott av solel in på elnätet. På samma sätt används el från nätet i sista hand, alltså när el från solceller och batterilager ej räcker till för att täcka elbehovet.

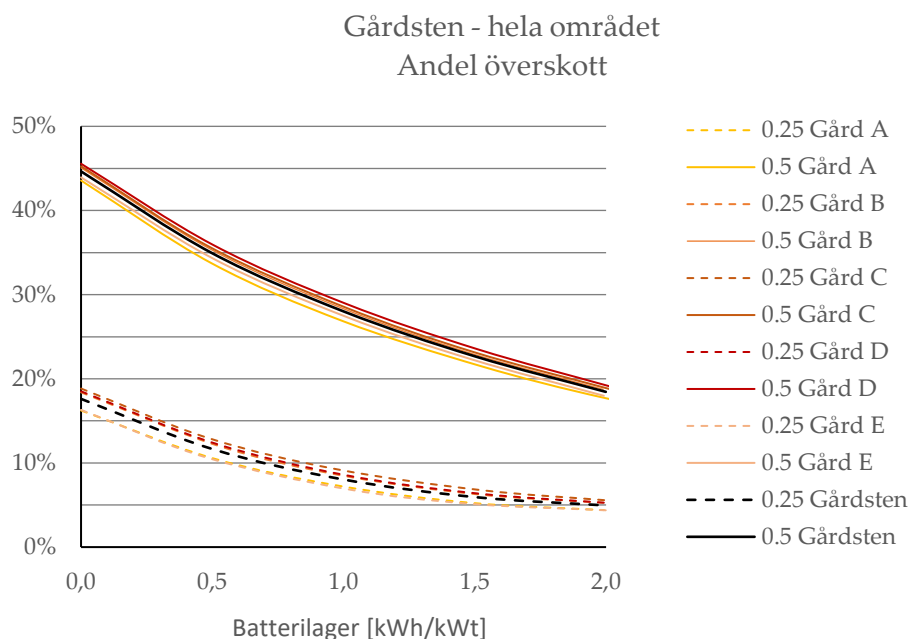
Det batteri som har används i simuleringarna har en nominell kapacitet på 6 kWh och av detta används som mest cirka 80 %. Maximal eleffekt för både laddning och urladdning är 3,2 kW per batteri, vilket i förhållande till användbar lagringskapacitet blir 0,67 kW/kWh.

5.2 EGENANVÄNDNING MED BATTERIER

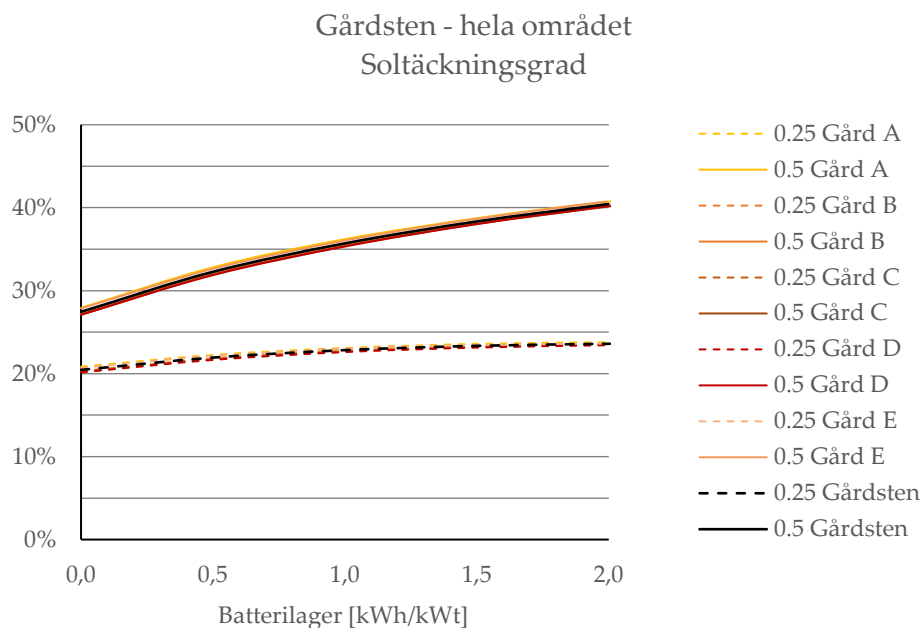
I det här avsnittet visas hur överskottet av solel samt soltäckningsgraden varierar med storleken på ett batterilager i olika stora solcellsanläggningar. Beräkningar har gjorts för alla gårdar i Gårdsten och för Gård C i Tynnered. För varje abonnemang har en större och en mindre solcellsanläggning, 0.25 respektive 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}, simulerats (i likhet med känslighetsanalysen av panelernas orientering i avsnitt 4.3.3). De mindre anläggningarna är något större än vad som har visat sig vara mest lönsamt i tidigare beräkningar (Tabell 4.4 och Tabell 5.4), medan de större är kraftigt överdimensionerade. Batterilagrets storlek anges i användbar lagringskapacitet i förhållande till solcellseffekt och har varierats från 0 till 2 kWh/kW_t.

Överproduktion och soltäckningsgrad för anläggningar i Gårdsten visas i Figur 18 respektive Figur 19. Dessa anläggningar är optimalt orienterade (med avseende på störst solelproduktion) med 45° lutning rakt mot söder. Resultaten för de olika

gårdsabonnemangen är väldigt lika och en hopslagning av samtliga abonnemang ger ingen synbar förbättring. I båda de större och de mindre solcellsanläggningarna går det att minska överproduktionen väsentlig med ett batterilager. Ser man till soltäckningsgrad så medför ett batterilager enbart en stor förbättring i fallen med en relativt stor solcellsanläggning, här är det möjligt att komma upp i en soltäckningsgrad över 40 %, men för de mindre anläggningarna är förbättringspotentialen betydligt mindre. Trots ett relativt stort batterilager i de mindre anläggningarna ökar soltäckningsgraden endast med omkring 3 procentenheter.

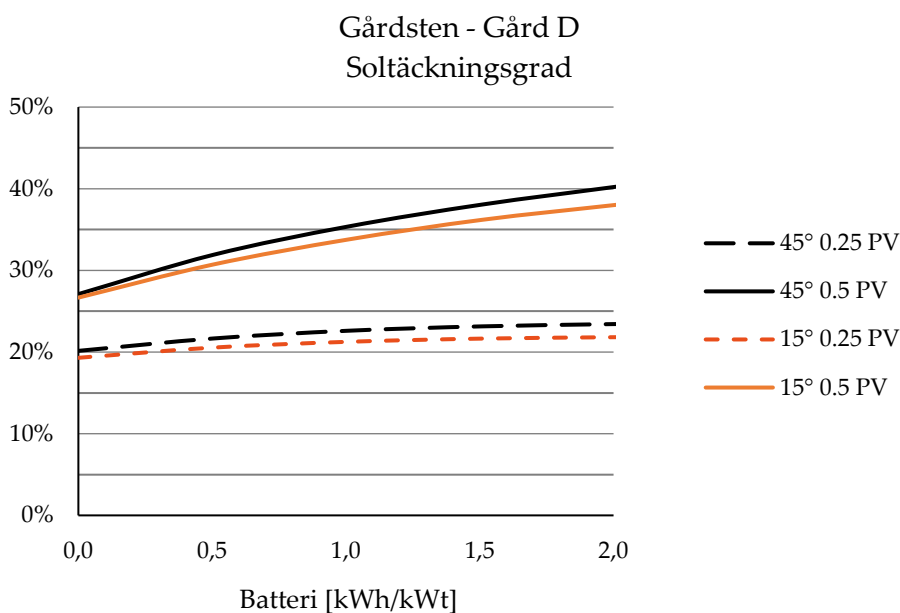


Figur 18 Andel överskott av solel (inklusive batteriförluster) för solcellsanläggningar med varierad storlek på batterilager anslutna till elabonnemang i Gårdsten. Solcellssystemen har 45° lutning och är av storleken 0.25 respektive 0.5 kW_t /MWh_{elbehov}.



Figur 19 Soltäckningsgrad med solcellsanläggningar med varierad storlek på batterilager anslutna till elabonnemang i Gårdsten. Solcellssystemen har 45° lutning och är av storleken 0.25 respektive 0.5 kW_t /MWh_{elbehov}.

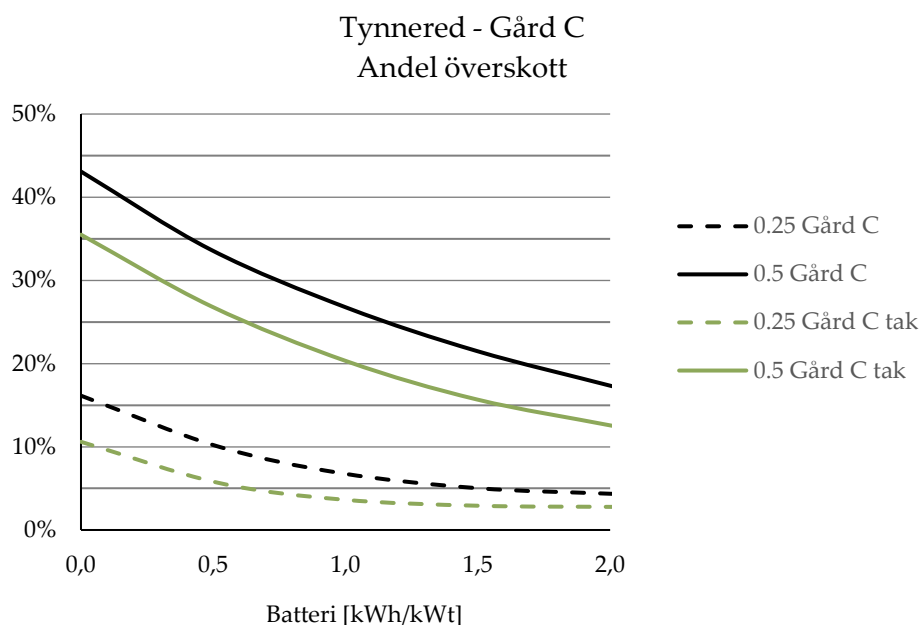
Nyttan med ett batterilager beror till viss del på vilken lutning solcellspanelerna har. I Figur 20 jämförs anläggningar med 45° respektive 15° lutning. Här ser vi att soltäckningsgraden ökar snabbare med ökad storlek på batterilagret om panelerna har 45° lutning jämfört med 15.



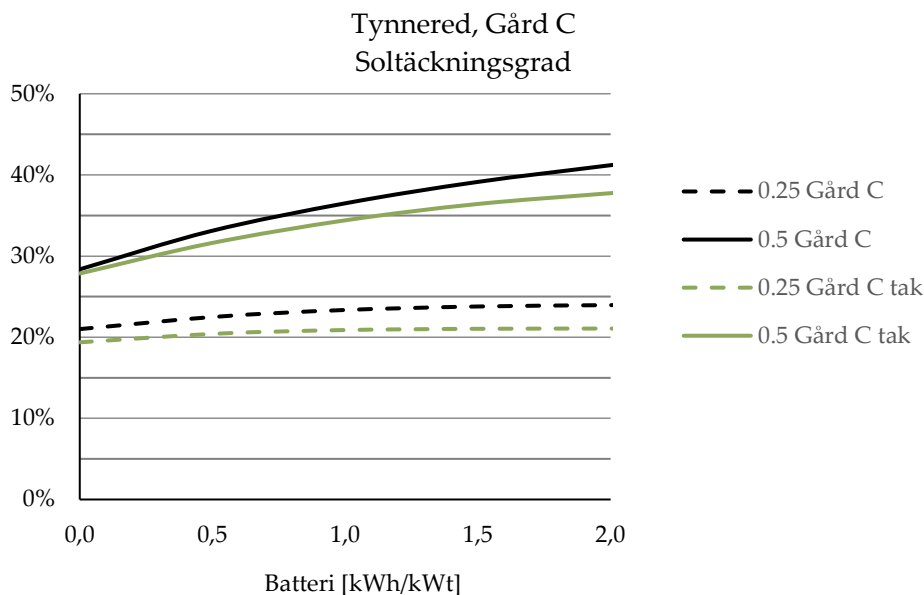
Figur 20 Soltäckningsgrad för solcellsanläggningar med olika lutning, 15° respektive 45°, och varierad storlek på batterilager, anslutna till Gård D i Gårdsten. Solcellsanläggningarna är av storleken 0.25 respektive 0.5 kW_t /MWh_{elbehov}.

För Tynnered tittar vi enbart på en gård, Gård C. Om man jämför överproduktion och soltäckningsgrad varje abonnemang för sig så är det en större spridning av resultaten för olika abonnemang jämfört med Gårdsten. Att slå samman abonnemangen till ett större abonnemang, i detta fall ett gårdsabonnemang, ger dock även här endast en marginell förbättring jämfört med summan av resultaten för byggnadsabonnemangen.

En jämförelse av optimalt orienterade system (45° lutning mot söder) med system orienterade efter taken visas i Figur 21 och Figur 22. Anläggningar orienterade utifrån tillgängliga tak gav, jämfört med ett mer uppvinklade montaget mot söder, en lägre överproduktion, men likvärdig soltäckningsgrad. Detta förklaras med att solelproduktionen är lägre, men matchningen med elanvändningen i byggnaderna är bättre. Liksom i Gårdsten är nyttan med batterier större om solcellspanelerna har en högre lutning och om anläggningen är större (Figur 22).



Figur 21 Andel överskott av solel (inklusive batteriförluster) för solcellsanläggningar med olika orientering och varierad storlek på batterilager, anslutna till Gård C i Tynnered. Solcellsanläggningarna är av storleken 0.25 respektive 0.5 kW_t /MWh_{elbehov}. Anläggningarna är dels orienterade 45° mot söder och dels enligt takens riktning (26 och -64°) och lutning (14°).



Figur 22 Soltäckningsgrad för solcellsanläggningar med olika orientering och varierad storlek på batterilager, anslutna till Gård C i Tynnered. Solcellsanläggningarna är av storleken 0.25 respektive 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}. Anläggningarna är dels orienterade 45° mot söder och dels enligt takens riktning (26 och -64°) och lutning (14°).

5.3 LÖNSAMHET MED BATTERIER

Lönsamhetsberäkningar för solcellsanläggningar med batterilager har genomförts för en gård i Tynnered och en i Gårdsten. Då resultaten är snarlika visas endast resultat för Tynnered här, medan motsvarande diagram för Gårdsten återfinns i Bilaga D.

Liksom i det föregående avsnittet om anläggningar med batterilager har beräkningar för varje abonnemang utförts för två olika anläggningsstorlekar, 0.25 respektive 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}. Den ekonomiskt optimala anläggningsstorleken för gårdsabonnemang i både Tynnered och Gårdsten har tidigare visats vara 0.22 kW_t/MWh_{elbehov}, vilket innebär att den mindre anläggningen som studeras i det här kapitlet är i samma härad, medan den större är kraftigt överdimensionerad.

Till skillnad från föregående avsnitt visas här endast resultat för anläggningar orienterade utifrån de befintliga taken, det vill säga med 14° lutning mot sydost eller sydväst i Tynnered (Tabell 2.1). Resultat för överskott och soltäckningsgrad med olika storlek på batterilager för samma anläggningar kan dock ses i Figur 22.

5.3.1 Företsättningar för lönsamhetsberäkningar

Samtliga nettonuvärden som presenteras i det här avsnittet avser hela solcellsanläggningen, med eller utan batterilager. Batterikostnader anges i kronor per användbar kilowattimme lagringskapacitet.

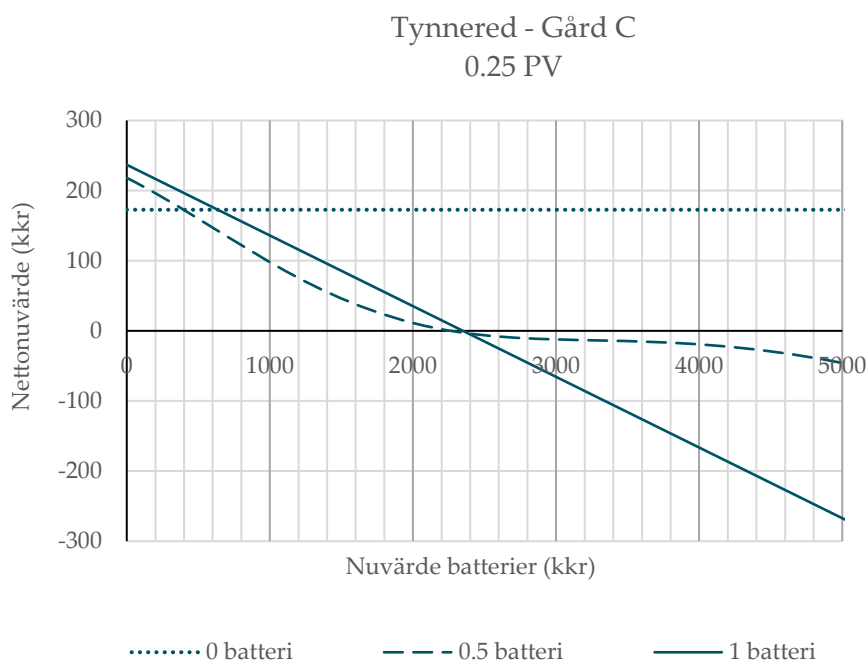
Priset för batterilager är idag för högt för att kalkylerna ska resultera i positiva nettonuvärden. Av den anledningen presenteras nedanstående resultaten med ett

varierat nuvärde för batterikostnader. I beräkningen har endast hänsyn tagits till nyttan med att lagra solen i batterierna. Andra möjligheter att utnyttja batterier, såsom till att minska effekttoppar eller att köpa och sälja el efter ett varierat timpris, har inte beaktats i den här rapporten.

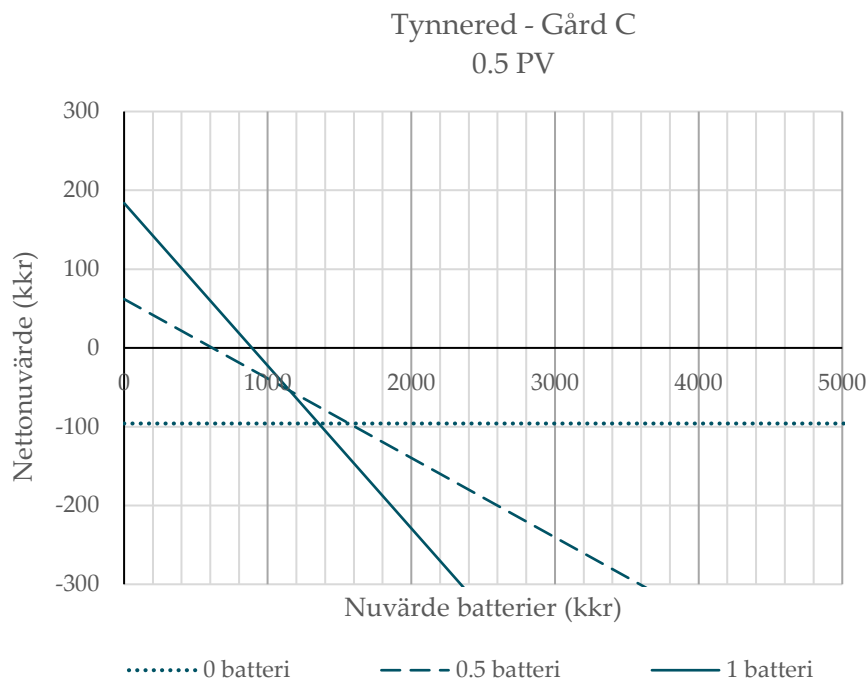
5.3.2 Resultat av lönsamhetsberäkningar

Nettonuvärdet för en solcellsanläggning av storleken $0.25 \text{ kW}_t/\text{MWh}_{\text{elbehov}}$ matchad mot elbehovet i Gård C i Tynnered blir utan batterier drygt 170 000 kr. Det här värdet är knappt en tredjedel av det maximala totala nettonuvärdet för de tre gårdsabonnemangen i Tynnered (Tabell 4.6). Att nettonuvärdet är något lägre här beror på att anläggningsstorleken är lite större än den ekonomiskt optimala ($0.22 \text{ kW}_t/\text{MWh}_{\text{elbehov}}$),.

För att batterilagret ska öka den totala lönsamheten behöver det totala nuvärdet för batterierna under anläggningens livslängd, enligt Figur 23, vara lägre än 1000 kr/kWh. Det totala nettonuvärdet för anläggningen håller sig dock över nollstrecket så länge som nuvärdet för batterier är lägre än 4000 kr/kWh för ett mindre batterilager och lägre än 2400 kr/kWh för ett större batterilager.



Figur 23 Nettonuvärde för solcellssystem med batterilager anslutna till Gård C i Tynnered. Resultat visas för system av storleken $0.25 \text{ kW}_t/\text{MWh}_{\text{elbehov}}$ med batterilager av storleken 0, 0.5 resp. 1 kWh/kWh. Nettonuvärdet visas som funktion av det sammanlagda nuvärdet för batterier.



Figur 24 Nettonuvärde för solcellssystem med batterilager anslutna till Gård C i Tynnered. Resultat visas för system av storleken 0.5 kWt/MWhelbehov med batterilager av storleken 0, 0.5 resp. 1 kWh/kWt. Nettonuvärdet visas som funktion av det sammanlagda nuvärdet för batterier.

En dubbelt så stor solcellsanläggning, det vill säga 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}, är inte lönsam utan batterier och för att batterier ska förbättra kalkylen krävs priser på under 1600 kr/kWh. Detta visas i Figur 24. Liksom den mindre anläggningen, blir den större dock bara lönsam (nettonuvärde över noll) om nuvärdet för batterier understiger 1000 kr/kWh.

Idag kan marknadspriset för enbart batterier vara så lågt som omkring 1500 kr/kWh, men för en fullständig lösning med BMS (battery management system), växelriktare osv. samt installation blir kostnaden ändå långt över 5000 kr/kWh.

5.3.3 Värdet av ökad egenanvändning med batterier

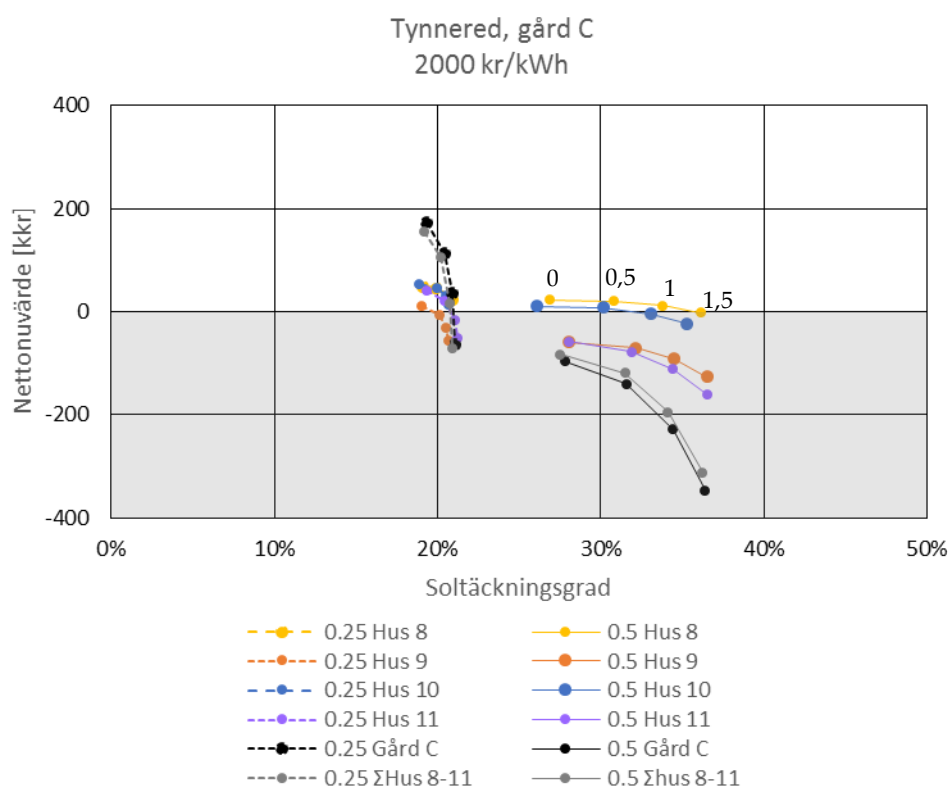
Från Figur 23 och Figur 24 kan det alltså konstateras att ett batterilager minskar lönsamheten för en solcellsinstallation i Tynnered, även om priserna går ner en hel del, men å andra sidan vet vi att man med batterier kan öka egenanvändningen. Om en hög egenanvändning är ett mål i sig är det därför av intresse att ta reda på vad den ökade egenanvändningen kostar.

Kostnaden i förhållande till nyttan av olika storlek på batterilager åskådliggörs i Figur 25. Resultat visas återigen för en mindre och en större solcellsanläggning (0.25 resp. 0.5 kW_t/MWh_{elbehov}), anslutna till Gård C i Tynnered. Resultat visas här dels för separata byggnadsabonnemang, dels för en sammanslagning av dessa, och dels för ett gårdsabonnemang. Batterilagrets storlek har varierats från 0 till 1.5 kWh/kW_t.

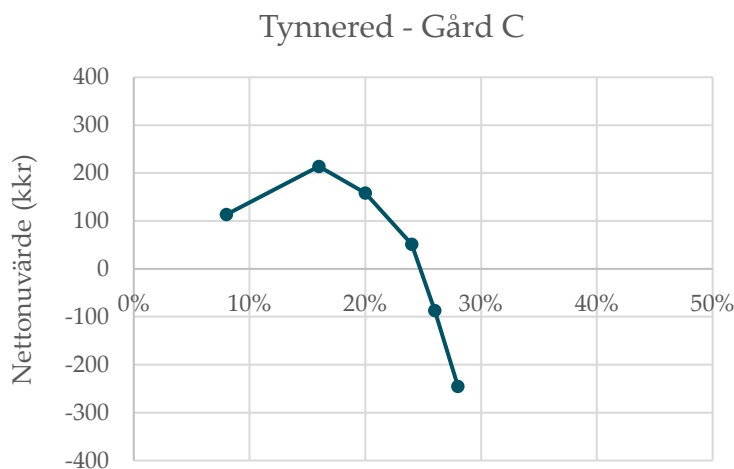
I samtliga fall i Figur 25 minskar lönsamheten med ökad storlek på batterilager, även fast kostnaden är så låg som 2000 kr/kWh (totalt nuvärde i förhållande till användbar lagringskapacitet). Ett gårdsabonnemang innebär en marginell förbättring jämfört med en sammanslagning av byggnadsabonnemang i de mindre anläggningarna (till vänster i diagrammet), men en marginell försämring i de större (till höger i diagrammet).

Vi kan se att de mindre solcellsanläggningarna (till vänster i figuren) har ett högre nettonuvärde från början, men att detta sjunker snabbt med ökad batteristorlek, särskilt i förhållande till hur mycket soltäckningsgraden förbättras. Priset att betala för ökad egenanvändning av solen är alltså här relativt högt.

De större solcellsanläggningarna ligger på ett nettonuvärde nära eller under noll redan utan ett batterilager, men i flera av dessa anläggningar är den minskade lönsamheten med ett batterilager väldigt liten i förhållande till hur mycket man kan öka soltäckningsgraden. Priset för ökad egenanvändning av solen är alltså här relativt lågt. Att ett av byggnadsabonnemangen (Hus 8 och 10) får ett betydligt bättre resultat än övriga beror på att dessa är mikroabonnemang, något som ger lite bättre ekonomiska förutsättningar.



Figur 25 Nettonuvärde i förhållande till soltäckningsgrad för solcellsanläggningar i Gård C i Tynnered när nuvärdet för batterikostnader är 2000 kr/kWh. Resultat visas dels för separata byggnadsabonnemang, dels för en sammanslagning av dessa, och dels för ett gårdsabonnemang. Solcellssystemen av storleken 0.25 respektive 0.5 kWh/MWh_{elbehov}. Batterilagrets storlek går i samtliga fall från 0, 0.5, 1 resp. 1.5 kWh/kWh, där inget lager ger den lägsta soltäckningsgraden och störst lager den högsta.



Figur 26 Nettonvärde som funktion av soltäckningsgrad för en solcellsanläggning ansluten till ett gårdsabonnemang i Gård C, Tynnered. Resultat visas för anläggningsstorlekar från 0,1 till 0,6 kWt/MWh_{elbehov}. Den största storleken motsvarar vad som mest får plats på de taken mot sydost och sydost.

Ett exempel på hur nettonuvärdet varierar med ökad soltäckningsgrad till följd av att anläggningens storlek ändras visas i Figur 26. I likhet med Figur 25 visar det här diagrammet resultat för en solcellsanläggning ansluten till ett gårdsabonnemang i Tynnered (Gård C). Anläggningsstorleken har varierats från 0,1 till 0,6 kW_t/MWh_{elbehov} och beräkningarna är baserade på antagande om att man i första hand täcker de bästa taken (de mot sydost). Den största storleken motsvarar vad som får plats på alla tak mot sydväst och sydost i den här gården och ger, liksom för hela området (Tabell 4.3), en soltäckningsgrad på närmare 30 %. Lönsamheten blir i den här gården som högst vid en soltäckningsgrad på omkring 15 % och lönsamheten sjunker snabbt med ökad anläggningsstorlek över omkring 20 % soltäckningsgrad.

6 Diskussion

Projektet handlar framför allt om hur olika utformning av abonnemang i ett bostadsområde påverkar möjligheten till en hög egenanvändning av solex samt lönsamheten för solcellsanläggningar. Förutom abonnemangen studeras vilka förutsättningar som tillgängliga takytor ger och inverkan av batterier.

Två olika bostadsområden i Göteborg, ett i Gårdsten och ett i Tynnered, har studerats. Gemensamt för dessa är att de har fördelaktiga tak för att montera solcellsanläggningar och att solcellsanläggningarna dimensioneras för den totala elanvändningen, det vill säga både fastighets- och lägenhetsel, eftersom de har abonnemang med totalmätning av el.

6.1 ABONNEMANG

I det här avsnittet diskuteras för- och nackdelar med gemensamma abonnemang, dels inom samma byggnad, och dels för flera byggnader, samt möjligheter att flytta solex mellan byggnader. I diskussionen har kommentarer från GENAB (Göteborg Energi Elnät AB) inkluderats. Fullständiga svar från GENAB hittas i Bilaga E.

6.1.1 Om fastighetsabonnemang och lägenhetsabonnemang

Att dimensionera solcellsanläggningar för den totala elanvändningen i ett bostadsområde ger bäst förutsättningar för en hög soltäckningsgrad. Detta är möjligt om det finns gemensamma abonnemang för fastighets- och lägenhetsel. I sådana fall kan istället el till lägenheterna ingå i hyran.

Vanligast idag är dock att fastighetsägaren har ett abonnemang för fastighetsel och att lägenheterna har individuella abonnemang. En solcellsanläggning dimensioneras då i regel enbart för fastighetsel. Det här fallet gäller också i anslutning till energikraven i BBR, som endast omfattar fastighetsel. Dimensionering utifrån sådana förutsättningar leder till mindre anläggningar och en lägre soltäckningsgrad i förhållande till den totala elanvändningen, jämfört med en situation med totalmätning av el, såsom i Gårdsten och Tynnered.

Fördelen med individuella lägenhetsabonnemang är att det förenklar för fastighetsägaren och ger hyresgästerna möjlighet att välja elleverantör. Nackdelen, förutom att det innebär en begränsning vid installation av solceller, är att det ger högre initiala kostnader med många abonnemang.

6.1.2 Om ett abonnemang per byggnad

Sedan 2007 ska det, med få undantag, finnas ett abonnemang per byggnad. Så är fallet hos Brf. Tynnered, medan det finns ett abonnemang per gård i Gårdsten (eftersom det var okej före 2007).

Fördelen med ett abonnemang per byggnad är t.ex. att det förenklar vid ägarskifte. Nackdelen är att det ger högre initiala kostnader med många abonnemang och innebär begränsningar när det gäller att installera solcellsanläggningar, t.ex. om taket på den aktuella byggnaden är olämpligt.

6.1.3 Om att ändra abonnemang i befintliga bostadsområden

Här är frågan om det blir mer lönsamt att slå ihop abonnemang i flera byggnader i samband med en solcellsinstallation för att på så sätt få en större sammanlagring och en bättre möjlighet att utnyttja byggnadernas tak.

Sett till egenanvändning av solel, så visar beräkningarna för Brf. Tynnered att det är en fördel om intilliggande byggnader (en gård) med olika tak är anslutna till ett abonnemang. Det är alltså dessa förutsättningar som redan finns i Gårdsten, det vill säga ett abonnemang per gård.

Däremot så blir lönsamheten för solcellanläggningarna i Brf Tynnered bättre om man har flera mindre abonnemang, som fallet är idag. Detta beror på att flera av de mindre abonnemangen är som högst 63A, vilket innebär bättre ekonomiska förutsättningar då de klassas som mikroproducenter.

Här ska tilläggas att om det var större skillnad mellan taken på de olika byggnaderna, och några byggnader därmed hade mycket sämre förutsättningar för att installera solceller, så hade resultatet sett annorlunda ut. Då skulle fördelen med ett gemensamt abonnemang, och därmed möjligheten att bara installera solceller på de bästa taken, överväga fördelarna med flera mindre abonnemang. Motsvarande erfarenheter har redovisats i Järvaprojektet i Stockholm (Stockholms stad, 2016) där solcellsanläggningarna täcker fastighetsel och lägenheterna har egna individuella abonnemang.

Tar man även hänsyn till de fördelar som ett färre antal större abonnemang ger i sig, i form av lägre abonnemangskostnader, så vore det sannolikt en fördel om man kunde ändra till gemensamma abonnemang i ett bostadsområde, åtminstone per gård. Se diskussionen i avsnitt 6.1.4.

Värt att notera är att vid en sammanslagning av hela området i både Gårdsten och Tynnered erhöles en optimal anläggningsstorlek på över 255 kW_t. Eftersom dessa antagligen skulle ses som enskilda anläggningar, då det bara finns en anslutningspunkt, skulle det medföra ett krav på energiskatt på all egenanvänd el. För att undvika detta skulle man alltså troligen vilja dela upp området på åtminstone två abonnemang.

6.1.4 Om abonnemang vid uppförande av ett nytt bostadsområde

Här är frågan om det blir mer lönsamt att ha ett abonnemang för hela området, ett abonnemang per gård eller ett abonnemang per byggnad. Då visar beräkningarna för såväl Gårdsten som Brf. Tynnered att det är mest fördelaktigt att ha större abonnemang, det vill säga ett per gård eller ett för hela området. Kostnaden (nuvärdet) för större abonnemang är lägre än för flera små, samtidigt som lönsamheten för en solcellsinstallation inte skiljer sig så mycket mellan de olika fallen.

6.1.5 Om att kunna flytta el mellan byggnader

Här har vi studerat två alternativ, dels att solel kan flyttas med en ledning från en byggnad till en annan (alt. IV), dels att solelöverskott i en byggnad/anläggning kan flyttas på elräkningen till en annan byggnad/anläggning (alt. V).

I det första fallet är det nära likvärdigt att kunna flytta solel med en ledning från en byggnad till en annan, med att ha ett abonnemang per gård. I det andra fallet får vi beakta att det finns bra förutsättningar att använda solcellsanläggningar i Gårdsten och Brf. Tynnered. Likväl blir det mer fördelaktigt att kunna flytta solel på elräkningen jämfört med nuvarande gårdsabonnemang i Gårdsten och nuvarande byggnadsabonnemang i Tynnered.

Ett övergripande alternativ med avseende på att flytta el är om ett bostadsområde har ett huvudabonnemang till det koncessionspliktiga elnätet, och får egen koncession för det egna elnätet. Den möjligheten finns t.ex. idag inom universitets- och sjukhusområden. Då kan t.ex. överskott från en solcellsanläggning på en byggnad användas i en annan intilliggande byggnad utan en solcellsanläggning, vilket ju är det som sker i praktiken.

6.2 TAK

I samtliga fall som studerades i den här rapporten fick den ekonomiskt sett optimala anläggningsstorleken gott och väl plats på tillgängliga tak. Detta trots att dimensionerat anläggningarna för att matcha både fastighets- och lägenhetsel.

Störst soltäckningsgrad skulle i både Tynnered och Gårdsten kunna uppnås vid ett montage omkring 20° mot väster, vilket beror på att elanvändningen är som högst under eftermiddagen. Med ett öst-västligt montage kan man komma upp i lika hög egenanvändning som med ett södervänt montage, men eftersom den totala produktionen är lägre i ett sådant system så blir lönsamheten sämre. Om däremot ytan på ett platt tak är begränsad och man vill få plats med så många paneler som möjligt skulle ett öst-västligt montage kunna vara en bra lösning.

6.3 BATTERIER

Användning av batterier ger som förväntat en möjlighet att öka soltäckningsgrad och egenanvändning, och då mest för stora (överdimensionerade och olönsamma) anläggningar. Med antagna förutsättningar är det dock mer lönsamt att öka soltäckningsgraden med en större solcellsanläggning än med batterier.

7 Referenser

Boverket, 2016. BFS 2016:12 BEN 1 Boverkets föreskrifter och allmänna råd om fastställande av byggnadens energianvändning vid normalt brukande och ett normalår; beslutade den 23 november 2016.

Egen el, 2015. Elcertifikatmätaren kan nu fås trådlös. Hämtad nov 2015 från: <http://egenel.etc.se/>.

Energimarknadsinspektionen, 2014. Icke koncessionspliktiga nät. Hämtad 24 maj 2017 från: <http://www.energimarknadsinspektionen.se/sv/for-energiforetag/el/Bygga-kraftledning-och-ansoka-om-tillstand/icke-koncessionspliktiga-nat-ikn/>

Göteborg Energi, 2015a. Ersättningar och avgifter för produktion av el 2015. Hämtad nov 2015 från: <http://www.goteborgenergi.se/>

Göteborg Energi, 2017a. Elnätspriser i Göteborg. Hämtad 15 maj 2017 från: http://www.goteborgenergi.se/Foretag/Produkter_och_tjanster/Elnat/Elnatspriser/Elnatspriser_i_Goteborg

Göteborg Energi, 2017b. Ersättningar och avgifter för produktion av el Hämtad 15 maj 2017 från: https://www.goteborgenergi.se/Foretag/Produkter_och_tjanster/Elnat/Ersattningar_och_avgifter_for_produktion_av_el/Produktion_av_el_Goteborg_2017

IEA International Energy Agency, 2016. Trends 2016 in Photovoltaic Applications. Report IEA PVPS T1-30:2016.

Jordan, D.C., Kurtz, S.R., 2013. Photovoltaic Degradation Rates — an Analytical Review 12–29. doi:10.1002/pip

Keating, T.J., Walker, A. and Ardani, K., 2015. SAPC Best Practices in PV Operations and Maintenance Version 1.0. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. Available at: <http://www.nrel.gov/>

Lindahl, J., 2016. Lindahl, J. National survey report of PV power applications in Sweden 2015. Paris: OECD/IEA. (nationell IEA-PVPS rapport).

Nord Pool Spot, 2015. Elspot prices SE3 2014. Hämtad nov 2015 från: <http://www.nordpoolspot.com/>

SABO, 2013. Nyckeltal för underhåll av bostäder – Ett hjälpmedel för planering av underhållskostnader 2013.

SFS 1997:857. Ellag (1997:857). Stockholm: Miljö- och energidepartementet.

SFS 2007:215. Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857). Stockholm: Miljö- och energidepartementet.

Stockholms stad, 2016. Solstaden i Järva - En utvärdering av Stockholm stads satsning på solceller. Stockholm: Miljöförvaltningen, Energicentrum. Tillgänglig: <http://www.stockholm.se/hallbarajarva> (15 juni 2017).

Bilaga A: De elabonnemang som studeras

Elabonnemang som studeras i Tynnered. Alternativ utformning av abonnemang i kursivt, övriga är befintliga.

Hus	Elanvändning (MWh/år)	Säkring (A)	Gård	Elanvändning (MWh/år)	Säkring (A)
1	76	50	A	391	160/200
2	226	125			
3	89	50			
4	76	63	B	414	200/250
5	93	63			
6	84	50			
7	161	125			
8	58	50	C	410	200/250
9	109	80			
10	76	63			
11	167	125			
			<i>Hela området</i>	1215	630?

Elabonnemang som studeras i Gårdsten. Alternativ utformning av abonnemang i kursivt, övriga är befintliga.

Gård	Elanvändning (MWh/år)	Säkring (A)
A	347	160
B	367	160
C	315	160
D	305	160
E	362	160
<i>Hela området</i>	1695	630

Bilaga B: Kostnader vid nyanslutning och ändring av elabonnemang

Alla kostnader är exklusive moms.

NYANSLUTNING GÅRDSTEN			
Ett abonnemang per byggnad	Abonnemangskostnad	381 000	kr/år
16 abonnemang	Nyanslutning	560 000	kr
63A säkringar	Schakt, huvudledningar m.m.	425 000	kr
	Sammanlagt nuvärde	7 564 000	kr
Ett abonnemang per gård	Abonnemangskostnad	327 000	kr/år
5 abonnemang	Nyanslutning	670 000	kr
160A säkringar	Schakt, huvudledningar m.m.	393 000	kr
	Nettonuvärde	6 711 000	kr
Ett abonnemang för hela området	Abonnemangskostnad	284 000	kr/år
1 abonnemang	Nyanslutning	368 000	kr
630A säkringar	Schakt, huvudledningar m.m.	600 000	kr
	Nettonuvärde	6 110 000	kr
NYANSLUTNING TYNNERED			
Ett abonnemang per byggnad	Abonnemangskostnad	285 000	kr/år
16 abonnemang	Nyanslutning	657 000	kr
63A säkringar	Schakt, huvudledningar m.m.	375 000	kr
	Nettonuvärde	5 964 000	kr
Ett abonnemang per gård	Abonnemangskostnad	239 000	kr/år
5 abonnemang	Nyanslutning	369 000	kr
160A säkringar	Schakt, huvudledningar m.m.	800 000	kr
	Nettonuvärde	5 300 000	kr
Ett abonnemang för hela området	Abonnemangskostnad	216 000	kr/år
1 abonnemang	Nyanslutning	344 000	kr
630A säkringar	Schakt, huvudledningar m.m.	825 000	kr
	Nettonuvärde	4 905 000	kr

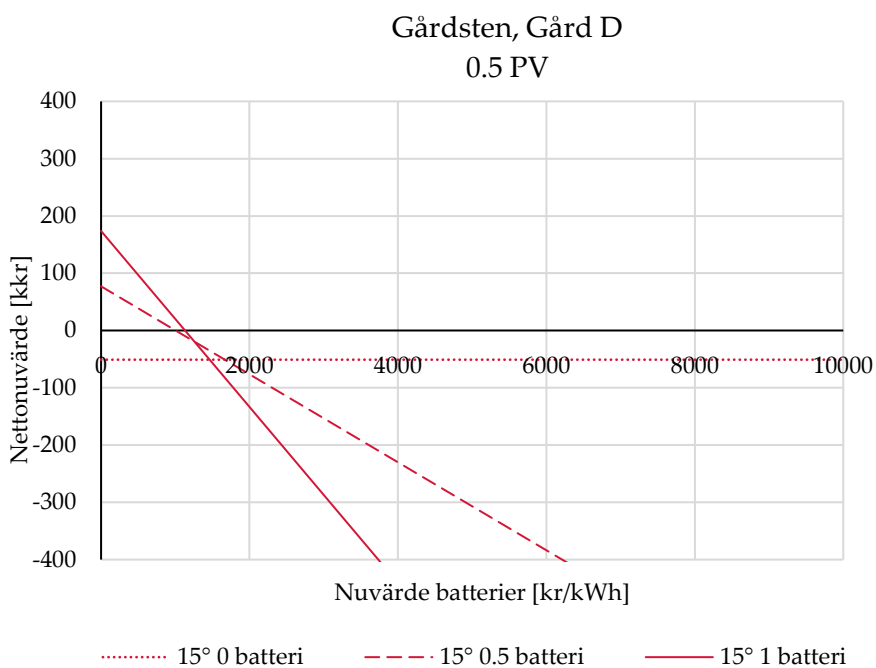
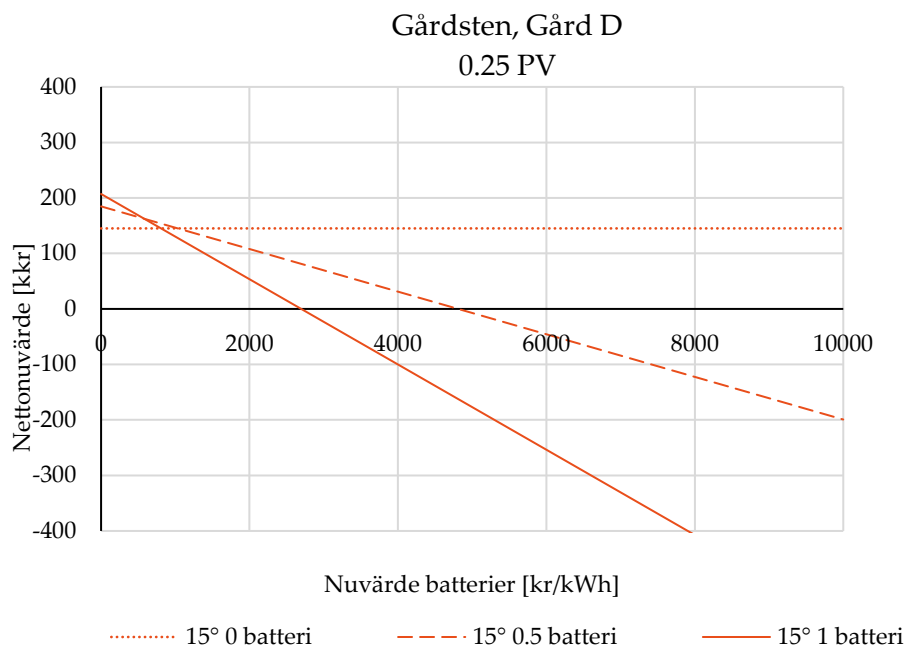
Bilaga C: Indata för lönsamhetsberäkningar

Samtliga kostnader i tabellen är utan moms.

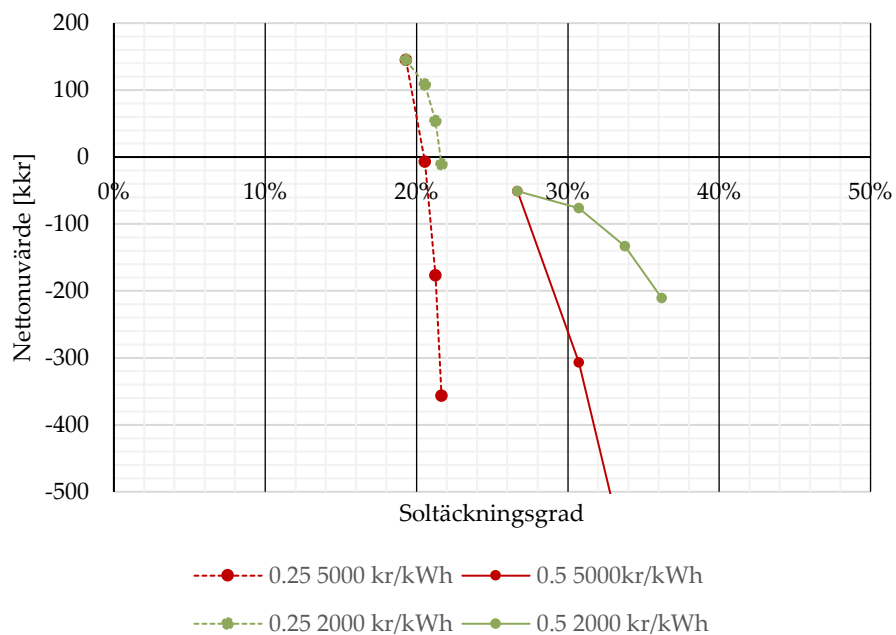
		Huvudsäkring ≤ 63A	Huvudsäkring > 63, ≤ 100A	Huvudsäkring > 100A	Referens
Solcells- anläggning	Livslängd (kalkylperiod)	30 år			
	Restvärde	0 kr			
	Degradering	0,5 % / år			Jordan and Kurtz, 2013
Allmänt	Real diskonteringsränta	4%			
	Moms	25%			
Investerings- kostnader	Solcellsanläggning inkl. växelriktare och installation (år 0)	11 kr/W			Antagande baserat på Lindahl, 2016
	Elcertifikatmätare (år 0)	3200 kr	4800 kr		
	Utbyte av växelriktare inkl. installation (år 15)	15 % av investeringen			
Årliga kostnader	Drift- och underhållskostnader	0,75 % av investeringen			Keating et al., 2015
	Mätkostnad elnät	0 kr ¹	1500 kr		Göteborg Energi, 2017b
	Elcertifikatmätare	Försäljning av certifikat upp till 1000 kr: 02 x inkomst Försäljning av certifikat över 1000 kr: 0.1 x inkomst			Egen el, 2015
Värde av egenanvänd el	Försäljning av elcertifikat (de första 15 åren)	0,20 kr/kWh i 15 år			
	Besparing spot pris	0,29 kr/kWh (Nord Pool Spot price for SE3 2014) första året och 2.4% ökning per år			Nord Pool Spot, 2015.
	Besparing nätavgift	0,15 kr/kWh	0,07 kr/kWh		Göteborg Energi, 2017a
	Besparing energiskatt	0,29 kr/kWh			
	Besparing elcertifikatavgift	0,03 kr/kWh			
	Besparing påslag elhandel	0,05 kr/kWh			
Värde av såld el	Försäljning av elcertifikat (de första 15 åren)	0,20 kr/kWh i 15 år			Energimyndigheten, 2015
	Pris såld el	0,29 kr/kWh (Nord Pool Spot price for SE3 2014) första året och 2.4% ökning per år			Nord Pool Spot, 2015.
	Nätnytta	0,065 kr/kWh ¹	0,037 kr/kWh		Göteborg Energi, 2015
Stödsystem	Skattereduktion	0,60 SEK/kWh ²		n/a	
	Investeringsstöd	20% av investeringen för solcellsanläggningen			
¹ Under förutsättning att den mängd el som årligen matas in på elnätet inte överskrider mängden köpt el.					
² Skattereduktion erhålls upp till 18 000 kr per år och juridisk person. Som mest ersätts motsvarande mängd köpt el.					

Bilaga D: Resultat från lönsamhetsberäkningar med batterier i Gårdsten

Nedanstående diagram visar resultat för Gårdsten motsvarande Figur 23, Figur 24 och Figur 25 för Tynnered.



Gårdsten, Gård D



Bilaga E: Göteborg Energi Elnät om abonnemang

Svar från Emil Andersson, enhetschef på GENAB Planera angående för- och nackdelar med gemensamma abonnemang, dels inom samma byggnad, och dels för flera byggnader.

Alt I) Enskilda elabonnemang per byggnad.

Detta är normalläget idag.

Alt. V) Enskilda elabonnemang per byggnad MEN man kan kvitta el på elräkningen. Alltså elhandelsbolaget möjliggör/tillåter att man flyttar el mellan abonnemang.

Oavsett hur långt eller nära dessa abonnemang som elen "flyttas" mellan så används det allmänna elnätet för denna transport. Draget till sin spets skulle detta innebära att ingen behöver betala för transporten på elnätet så länge förbrukaren och producenten är samma juridiska person.

Alt II, III) Slå ihop alla elabonnemang inom ett bostadsområde/brf till ett abonnemang. Gårdsten har ett abonnemang per gård (3-4 byggnader per gård) sen gammalt. Hur ser ni på att man inte får göra så idag? Vad finns det för anledning till detta?

Lite stort kan det sägas att en byggnad = en anslutning och minst ett abonnemang (oftast ett per lägenhet och ett till fastigheten) vilket också är lagstyrkt. Undantag finns (IKN-förordning rekommenderas för mer information, <https://lagen.nu/2007:215>) Jag kan tänka mig att byggnaderna i Gårdsten är ihopbyggda med kulvertar och då kan det räknas som en byggnad i laglig mening. Oftast är det bra att redan från början vid uppbyggnad av nya bostadsområden bygga med separerade abonnemang och i de fall lagen kräver separata anslutningar för att enkelt kunna hantera ägarskiftet, eller ändrade upplåtelseformer utan stora kostnader. Vid indelning i 3-dimensionella fastigheter och användande av gemensamhetsanläggningar kan ändra dessa resonemang.

Ser GENAB några fördelar eller nackdelar med ett gemensamt abonnemang för flera byggnader? Vad innebär det jämfört med enskilda abonnemang vad gäller lagar och kostnader?

Gemensamma serviser som kan ses som en förutsättning för gemensamma abonnemang innebär mindre ledningsdragning och mindre kostnader för ledningsdragning. Att fastighetsförsörjningen kan ske via ett och samma abonnemang till flera delar av en byggnad bör kunna vara okej men att samla alla lägenheter i samma abonnemang kan vara problematiskt då enskilda kunder inte kan välja elleverantör själv och därmed inte får tillgång till elmarknaden. Färre abonnemang ger naturligtvis lägre kostnad men inte sällan sämre service eftersom vi inte de facto har mer än en kund i byggnad och enskilda lägenhetsinnehavare måste prata med fastighetsägaren i flera elfrågor. Fastighetsägarna vill inte, uppfattar vi, hantera dessa frågor i nuläget.

Alt IV) Enskilda elabonnemang, där solceller installeras på en eller flera byggnader och flyttas till en annan/andra byggnader med kabel.

Är det ok att dra en DC ledning från solcellsanläggningen på en byggnad till elcentralen i en annan byggnad?

All starkströmsledning omfattas av kravet på nätkoncession. Så vitt jag vet finns inga undantag för just DC-ledningar. Detta torde också svara på vissa av nedan frågor. Det finns dock ett undantag i IKN-förordningen §22a men jag tror inte att avsikten är att denna ska appliceras på detta exempel utan snarare på vindkraftsparker. Som ytterligare kommentarer på nedan frågor så om man i likt Gårdstensfallet har en anslutning till en gård där byggnaderna är förbundna med kulvertar i har ett internt nät så kan vissa av nedan lösning vara applicerbara. Elsäkerhetsaspekter bör dock beaktas för det arbete på det fastighetsinterna nätet.

MÖJLIGHETER OCH BEGRÄNSNINGAR FÖR EGENANVÄND SOLEL I ETT FLERBOSTADHUSOMRÅDE

Här beskrivs hur olika elabonnemang, ellagar, koncessionsrätt och energiskatteregler tillsammans med byggnaders tak, fasader och elbehov påverkar förutsättningarna att utnyttja solel i ett äldre bostadsområde. Genom detaljerade studier av två typiska bostadsområden i Göteborg visas vilka möjligheter och eventuella vinster som finns med egenanvändning av solel.

För- och nackdelar med olika sätt att ansluta solcellsanläggningar har undersökts för att få bättre beslutsunderlag inför liknande anslutningar i framtiden. Resultaten visar att solcellsanläggningar bör dimensioneras för den totala elanvändningen i byggnaden. Det ger de bästa förutsättningarna för att byggnaden själv ska kunna använda den solel som produceras. Rapportens resultat är intressanta för aktörer som vill investera i solcellsanläggningar i befintliga bostadsområden.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk